
DIPLOMARBEIT

Herr Ing.
Martin Dana

Hydro-Kraftwerksverbund

Optimierung an der Intraday-
Strombörse EPEX

Krems an der Donau, 2014

DIPLOMARBEIT

Hydro-Kraftwerksverbund

Optimierung an der Intraday –
Strombörse EPEX

Autor:

Herr Ing.

Martin Dana

Studiengang:

Wirtschaftsingenieurwesen

Seminargruppe:

KW10wNA-F

Erstprüfer:

Prof. Dr. Johannes N. Stelling

Zweitprüfer:

Prof. Mag. Erich Greistorfer

Einreichung:

Mittweida, Mai 2014

Verteidigung/Bewertung:

Wiener Neustadt, Juni 2014

DIPLOM THESIS

Hydro power plant composite

Optimization at the intraday current
exchange EPEX

author:

Mr.

Martin Dana

course of studies:

economics for engineers

seminar group:

KW10wNA-F

first examiner:

Prof. Dr. Johannes N. Stelling

second examiner:

Prof. Mag. Erich Greistorfer

submission:

Mittweida, May 2014

defence/ evaluation:

Wiener Neustadt, June 2014

Bibliografische Beschreibung:

Dana, Martin:

Hydro – Kraftwerksverbund, Optimierung an der Intraday – Strombörse EPEX

2014 – 58 Seiten, 42 Abbildungen

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftswissenschaften,

Diplomarbeit, 2014

Referat:

Das Ziel dieser Diplomarbeit ist es, die Energieerzeugung und deren daraus zu gewinnenden Erlöse aus Wasserkraft an der Intraday - Stromhandelsbörse EPEX zu optimieren. Des Weiteren wird an verschiedenen Fallbeispielen dargestellt, ob das Benchmarking Day-Ahead gegen Intraday in dem liberalisierten Strommarkt heute noch zeitgemäß ist.

Die rasante Entwicklung in der Erzeugung von Strom mit Wind und Sonne in den letzten Jahren stellen die Großanlagenbetreiber von Kraftwerken vor neue Herausforderungen.

In den Vordergrund der Erzeugung drängt im hohen Maße die Wirtschaftlichkeit, nicht so sehr die bis dahin wichtige Versorgungssicherheit. Um mit den neuen Marktteilnehmern auf diesem Gebiet erfolgreich agieren zu können, ist es notwendig, weitere Möglichkeiten der Erläsoptimierung in Betracht zu ziehen.

Der Hydro-Kraftwerksverbund, hier im speziellen von VERBUND, bestehend aus Laufkraft-, Laufschwellkraft- und den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, als die zentralen Bausteine, bietet hier in Verbindung mit der Intraday Stromhandelsplattform derzeit die entsprechenden Voraussetzungen, um in einem wirtschaftlich immer schwieriger werdenden Umfeld doch zu reüssieren.

Inhalt

Inhalt.....	I
Abbildungsverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Einleitung.....	1
1.1 <i>Entwicklung der Energiewirtschaft.....</i>	<i>1</i>
1.2 <i>Rechtliche Grundlagen.....</i>	<i>2</i>
1.3 <i>Begriffsbestimmungen.....</i>	<i>2</i>
2 Stromerzeugung.....	5
2.1 <i>Hydraulische Stromerzeugung</i>	<i>5</i>
2.1.1 Laufkraftwerk.....	5
2.1.2 Lauf–Schwellkraftwerk.....	7
2.1.3 Speicher–Pumpspeicherkraftwerk	8
2.1.4 Wirkungsgrade	11
2.2 <i>Mengen- und Kostenstruktur</i>	<i>13</i>
2.2.1 Aufbringung und Bedarf.....	14
2.2.2 Regel- und Ausgleichsenergie.....	15
2.2.3 Merit Order	16
3 Strommarkt.....	18
3.1 <i>Entstehung.....</i>	<i>18</i>
3.1.1 Marktteilnehmer.....	19
3.1.2 Börsenleitprinzipien	20
3.2 <i>Strombörsen und Preisfindung</i>	<i>21</i>
3.2.1 Kontrakte.....	21
3.2.2 Preisbildung	23
3.2.3 Börsenpreise	25
4 Intraday – Asset – Management	26
4.1 <i>Portfolio – Management</i>	<i>26</i>
4.1.1 Aufbringung.....	27
4.1.2 Bedarf	27

4.1.3	Freie Erzeugungskapazitäten	28
4.1.4	Preisvorgaben	29
4.2	<i>Intraday Handel</i>	30
4.2.1	Intraday und Day-Ahead, 2010 – 2013	30
4.2.2	Wochentag	33
4.2.3	Intraday – Day-Ahead	36
4.2.4	Prognoseabweichungen	37
4.2.5	Tageswälzen	39
4.2.6	¼ Stundenhandel	41
4.2.7	Reserveleistungen	42
4.2.8	Erneuerbare Energie	44
4.2.9	Negative Preise	46
4.2.10	Fallbeispiele Zusammenfassung	48
4.3	<i>Risiko</i>	49
5	Intraday-Markt, kritische Betrachtung	51
5.1	<i>Allgemein</i>	51
5.2	<i>Volatilität</i>	52
5.3	<i>Transparenz</i>	54
5.4	<i>Ausblick</i>	55
6	Zusammenfassung	58
	Literaturverzeichnis	LX
	Selbstständigkeitserklärung	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Laufkraftwerk	7
Abbildung 2: Speicherkraftwerk	9
Abbildung 3: Pumpspeicherkraftwerk	10
Abbildung 4: Pumpspeicher Pegelkurve	11
Abbildung 5: Turbinen – Kennlinienfeld	12
Abbildung 6: Turbinen – Wirkungsgrad.....	13
Abbildung 7: Aufbringung – Bedarf.....	14
Abbildung 8: Regelenergie – Bedarf.....	15
Abbildung 9: Merit – Order	17
Abbildung 10: Merit – Order Erneuerbare Energie.....	17
Abbildung 11: Stromhandel Übersicht	18
Abbildung 12: Börse – Standardprodukte	22
Abbildung 13: Preisbildung – Strommarkt.....	24
Abbildung 14: EEX – Börsenpreise 2010-2013.....	25
Abbildung 15: Kraftwerk-Erzeugungspreise.....	27
Abbildung 16: Residuallast-Kennlinie	28
Abbildung 17: EEX-Börsenpreise	29
Abbildung 18: EPEX-Intraday-2010.....	31
Abbildung 19: EPEX-Intraday-2011	31

Abbildung 20: EPEX-Intraday-2012.....	32
Abbildung 21: EPEX-Intraday-2013.....	32
Abbildung 22: EPEX-Intraday-Montag 2010	33
Abbildung 23: EPEX-Intraday-Montag 2011	34
Abbildung 24: EPEX-Intraday-Montag 2012	34
Abbildung 25: EPEX-Intraday-Montag 2013	35
Abbildung 26: EPEX-Intraday-Day-Ahead 07.03.2014	36
Abbildung 27: Intraday-Day-Ahead Verlagern	37
Abbildung 28: Abweichung Plan-Ist	38
Abbildung 29: Kosten Ersatzbeschaffung	38
Abbildung 30: Tageswälzen	40
Abbildung 31: ¼ Stundenhandel.....	41
Abbildung 32: Deltaregelzone APG	43
Abbildung 33: Reserveleistung	43
Abbildung 34: Erzeugung-Photovoltaik.....	44
Abbildung 35: Erzeugung-Windkraft	45
Abbildung 36: Intradaypreise	46
Abbildung 37: Negativer Börsenpreis	47
Abbildung 38: EPEX-SPOT 2010-2013	51
Abbildung 39: Börsenpreis Volatilität Day-Ahead	52
Abbildung 40: Börsenpreis Volatilität Intraday	53
Abbildung 41: Merit Order Deutschland 2013	55

Abbildung 42: Merit Order Deutschland 2020	56
--	----

Abkürzungsverzeichnis

APCS	Power Clearing and Settlement AG
APG	Austrian Power Grid
AT	Österreich
BGBI	Bundesgesetzblatt
DE	Deutschland
DENA	Deutsche Energie Agentur
EE	Erneuerbare Energie
EEX	European Energy Exchange
ELIX	European Electricity Index
EWOG	Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz
ENTSO-E	European network of transmission system operator
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX-Spot-SE	European Power Exchange
EPL	Engpassleistung
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EXXA	Energy Exchange Austria
FPL	Fahrplan
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
Hz	Herz
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde

OTC	Over the Counter
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde
UCTE	union for the coordination of the transmission of electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
usw.	und so weiter
u.U.	unter Umständen
VNB	Verteilnetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

1.1 Entwicklung der Energiewirtschaft

Mit der Elektrifizierung zu Beginn des vorigen Jahrhunderts und der Umstellung der Energieversorgung der Industrie auf elektrische Energie ist die flächendeckende, zuverlässige und vor allem preiswerte Versorgung aber auch der steigenden Wohlstand und das Wirtschaftswachstum unserer Gesellschaft verknüpft. Die Aufbringung der elektrischen Energie wurde bereits damals zu rund 65% aus Wasserkraft gedeckt. Mit dem Beschluss des 2. Verstaatlichungsgesetzes, am 26. März 1947, wurden die damaligen Energieversorger in den Besitz der Länder beziehungsweise des Bundes übertragen.

Dieser am 01. August 1947 gegründeten Verbundgesellschaft und den 9 Landesgesellschaften sowie einigen Sondergesellschaften kam mit diesem Gesetz eine tragende Rolle in der Versorgung mit elektrischer Energie zu. Damit wurden auch die Weichen für die österreichische Energiewirtschaft gestellt.

Vor Beginn der Liberalisierung mit 01. Oktober 2001, wo der Elektrizitätsmarkt zu 100% geöffnet wurde, waren nur die oben genannten Gesellschaften für die Deckung des Bedarfs von elektrischer Energie zuständig. Dies konnte aus eigener Erzeugung sowie Zukauf von anderen Gesellschaften erfolgen, allerdings in einem geschlossenen Versorgungsgebiet. Zu diesem Zeitpunkt wurden die Strompreise durch eine Tarifkommission festgelegt. Somit galt: $\text{Stromeinsatz} \cdot \text{Tarif} = \text{„fixer“ Ertrag}$. Daraus ergibt sich bei minimalem Aufwand ein durchaus maximaler Unternehmensgewinn.

Mit der Liberalisierung der Strommärkte in Österreich, basierend auf der Richtlinie des Rates vom 19. Dezember 1996, betreffend die gemeinsamen Vorschriften, haben sich die Rahmenbedingungen für diese Unternehmen gravierend geändert. Aus den integrierten Versorgungsunternehmen mit fixem, zugeordnetem Kundenstock entstanden Unternehmen, welche nun in einem Wettbewerb stehen. Dieser Wettbewerb erstreckt sich eigentlich auf die gesamte Europäische Union.

Durch den Wegfall der geschlossenen Versorgungsgebiete stehen die Unternehmen nun in einem Wettbewerb um den Kunden. Das heißt auch, dass der fixe Absatz und somit der grundlegende Erlös wie vor der Liberalisierung nicht mehr vorhanden sind. Die Tarifkommission, welche bis dahin die Preise geregelt hat, wird durch die Mechanismen des freien, offenen Marktes abgelöst. Um die Gewinne der Unternehmen in einem schwierigen Umfeld zu maximieren, sind die Erzeuger nun angehalten, ihre Anlagen entsprechend des

herrschenden Marktes und dessen Gesetze zu betreiben. Generell gilt es nun, Erträge – Aufwand = Gewinn zu einem Maximum zu führen.

1.2 Rechtliche Grundlagen

Der derzeit gültige Rechtsrahmen des österreichischen Elektrizitätswesens stellt sich als der vorläufige Endpunkt des vorhin genannten dar. Die Elektrizitätsrichtlinie des Rates der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft vom 29. Oktober 1990 regelt den Transit von Strom über große Netze. Diese wurde im Jahre 1992, anlässlich des Beitrittes Österreichs zum Europäischen Wirtschaftsraum durch die Novelle zum 2. Verstaatlichungsgesetz¹ umgesetzt.

Auf weitere Grundlagen, betreffend die rechtliche Situation, wird hier in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen, da diese hierfür nicht von Bedeutung sind.

1.3 Begriffsbestimmungen

Im österreichischen Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) finden sich sogenannte Begriffsbestimmungen wieder. Diese Definitionen sind eigentlich umfassende Beschreibungen und nur für das Verständnis, betreffend der späteren Ausführungen, gut geeignet.

Die für das weitere Verständnis wichtigsten Begriffe sind:

- **Ausgleichsenergie**

Die Differenz zwischen dem vereinbartem Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann.

- *Primärregelenergie*

Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten 30 Sekunden.

¹ BGB Nr. 762/1992, §§ 11 und 12

- *Sekundärregelenergie*
Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten 5 Minuten, löst das Leistungsband der Primärregelung ab, um diese wieder verfügbar zu machen.
- *Tertiärregelung oder Minutenreserve*
Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten 15 Minuten, löst die Sekundärregelung ab, damit diese wieder für die Regelung zur Verfügung steht.
- **Bilanzgruppe**
Die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt.
- **Erzeuger**
Eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt.
- **Fahrplan**
Jene Unterlage, die angibt, in welchem Umfang elektrische Leistung als prognostizierter Leistungsmittelwert in einem konstanten Zeitraster (Messperiode) an bestimmten Netzknoten eingespeist und entnommen wird.
- **Kunden**
Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen.
- **Lastprofil**
Eine, in Zeitintervallen dargestellte Bezugsmenge oder Liefermenge eines Einspeisers oder Entnehmers.
- **Lieferant**
Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt.
- **Marktregeln**
Die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt ein-

zuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

- **Primärregelung**

Eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe der Turbinendrehzahlregler gemäß eingestellter Kennlinie von Maschinen im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt.

- **Regelzone**

Die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer FrequenzLeistungsregelung ausgerüstet und betrieben wird.

- **Stromhändler**

Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft.

- **Übertragungsnetzbetreiber**

Eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, ist. Übertragungsnetzbetreiber in Österreich ist die Verbund Austrian Power Grid AG kurz APG.

2 Stromerzeugung

2.1 Hydraulische Stromerzeugung

Die Wasserkraft bezeichnet die Umwandlung von Bewegungs- und Lageenergie des Wassers in elektrische Energie. Ebenso wie bei der Erzeugung von Strom aus Windkraft oder Fotovoltaik verursacht auch die Wasserkraft bei Betrieb und Nutzung keinerlei Emissionen. Die Wasserkraftnutzung hat in Österreich schon eine sehr lange Tradition. Aufgrund der gegebenen Topografie kann ein überwiegender Teil des Strombedarfes, derzeit in etwa 55%, durch Wasserkraft erzeugt werden. Das Kernstück der Nutzung von Wasserkraft ist die Turbine. Das Prinzip der Turbine ist mit dem von Pumpen vergleichbar, nur in die umgekehrte Richtung. Ein wesentlicher Vorteil der Wasserkraft liegt insbesondere im Fall von Pump-Speicherkraftwerken in der einfachen Speicherbarkeit von elektrischer Energie. Durch Aufstauen oder Hochpumpen auf ein höheres Niveau ist die Wasserkraft nicht nur im großen Stil speicherbar, sondern auch sehr kurzfristig abrufbar und somit sehr gut zur Deckung von Spitzenlasten geeignet.

In Österreich werden derzeit rund 37 TWh an elektrischer Energie mittels Wasserkraftwerken erzeugt, dies entspricht rund 55% der gesamten Inlandserzeugung. Der Anteil der Wasserkraft an der gesamten, in der EU installierten Erzeugungskapazität beträgt rund 18,5%.²

Die Einteilung von den Hydro- Kraftwerksverbundsystemen in die verschiedenen Typen kann nun nach mehreren Gesichtspunkten wahrgenommen werden. Zum einen können diese nach dem Druckbereich, abhängig vom Gefälle, und zum anderen nach der Nutzung eingeteilt werden. Im Folgenden wird nach der Nutzung differenziert.

2.1.1 Laufkraftwerk

Laufkraftwerke liefern beständig und meist ohne allzu große Schwankungen Strom. Sie werden somit für die sogenannte Grundlast, welche den Großteil des Stromverbrauches

² Vgl. EUROSTAT

darstellt, eingesetzt. Die Lieferung findet ohne wesentliche Schwankungen an 24 Stunden des Tages durchgehend statt.

Ein Laufkraftwerk nutzt das natürlich vorhandene Gefälle eines Fließgewässers und die Geschwindigkeit der Strömung. Das Wasser wird zusätzlich über einen längeren Stauraum aufgestaut, um den Höhenunterschied zwischen Oberwasser und Unterwasser zu steigern. Diese Differenz beträgt zwischen 5 – 15 Meter. Über dieses Gefälle wird das Wasser gezielt auf die Turbine geleitet. Diese treibt den nachgeschalteten Generator an, der den benötigten Strom erzeugt und in das Versorgungsnetz einspeist.

In den meisten Laufkraftwerken werden Kaplanturbinen³ eingebaut, diese sind vor allem für kleine Fallhöhendifferenzen und große Wassermengen konzipiert. Als klassischer Vertreter dieser Kraftwerktype sei hier die Donau oder der Inn in Österreich genannt. An diesen Flüssen wird über den gesamten Abschnitt in Österreich emissionsfreie Energie gewonnen. Das Leistungsspektrum bewegt sich hier entsprechend der Wasserführung.

Als Größenordnung sei hier die gesamte Laufkrafterzeugung an der Donau genannt, welche sich zwischen einer Mindesterzeugung von rund 400 MW und einer maximalen Erzeugung von rund 2100 MW pro Stunde bewegen kann. Die hier erzeugte Energie kann nur unverzüglich genutzt werden, sie kann somit weder vor Ort gespeichert noch entsprechend verlagert werden. Bei hoher Wasserführung über der Ausbauwassermenge sinkt die Erzeugungsleistung allerdings aus rein physikalischen Gründen ab, da die Differenz zwischen Ober- und Unterwasser nicht mehr gegeben ist.

Die Errichtung von Laufkraftwerken ist aus derzeitiger Sicht und den entsprechenden am Markt zu erlösenden Preisen allerdings nicht mehr wirtschaftlich vertretbar. Zum einen ist ein relativ großer Kapitaleinsatz notwendig, wo doch Laufzeiten von bis zu 60 Jahren gegeben sind, und zum anderen lässt sich nicht abschätzen, ob diese erzeugte Energie am Markt überhaupt noch zu kostendeckenden Preisen vermarktet werden kann.

Aus kostentechnischer Sicht gesehen, sind Investitionen in die Umrüstung von bestehenden Anlagen wesentlich günstiger zu bewerten. Bereits eine geringfügige Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades am Maschinensatz von 1,00 bis 2,5% bei einem Laufkraftwerk kann sich binnen kurzer Zeit amortisieren.

Hier können doch Vollbenutzungsstunden, also jene Stunden, wo Energie erzeugt werden kann, von rund 4000 - 6000 Stunden pro Jahr nach Abzug von Stillstandszeiten erwartet werden.

Bei schiffbaren Flüssen, wie in unserem Beispiel die Donau, werden die Wasserkraftwerke in Verbindung mit Schiffschleusenanlagen errichtet. Durch die Kraftwerksanlagen ist es

³ Kreiselmaschine (Wasser-, Dampf- oder Gasturbine / Kreiselpumpe oder Gebläse). 23. Juli 1913, Erfinder: Victor Kaplan.

nun auch möglich, neben der Erzeugung von elektrischer Energie auch einen Einfluss auf die Pegelstände dieser Flüsse zu erhalten. In Zeiten von unterdurchschnittlicher Wasserführung kann durch gezielte Maßnahmen, ein der Schifffahrt dienlicher, entsprechender Pegelstand hergestellt werden. Wenn nun durch entsprechende Niederschläge und höherem Wasserdargebot seitens der Donauzubringer die Pegel steigen, kann auch hier entsprechend den gültigen Wehrbetriebsverordnungen ein gesicherter Betrieb hergestellt werden.

Die Abbildung 1 ist ein Schnittbild von einem typischen Laufkraftwerk, wo neben der Anordnung der Turbinen und der Erzeugungseinheiten auch klar die Unterschiede zwischen Oberwasser und Unterwasser erkennbar sind.

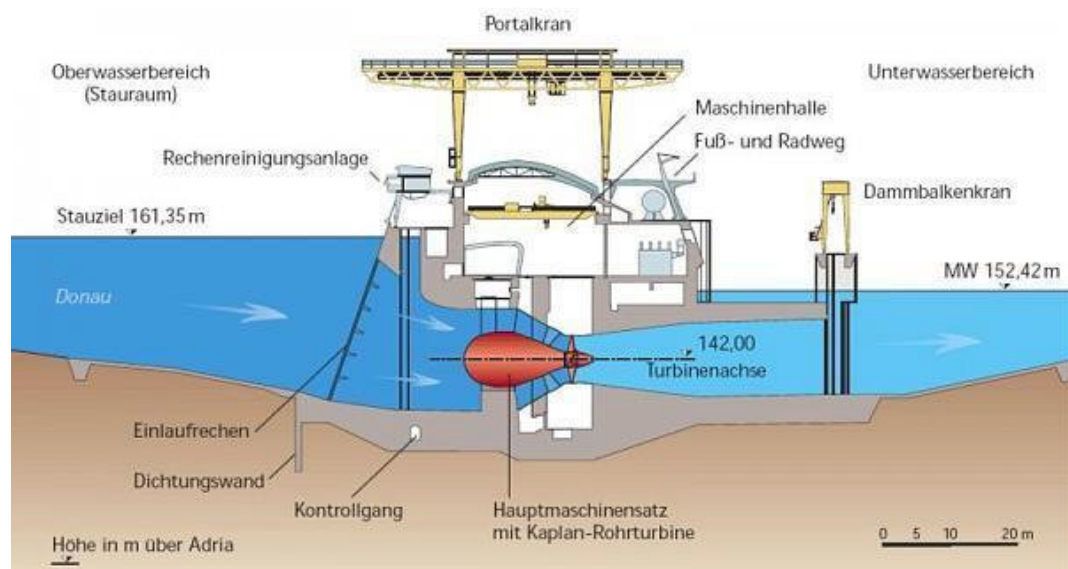


Abbildung 1: Laufkraftwerk

Quelle: VERBUND, eigene Darstellung

2.1.2 Lauf-Schwellkraftwerk

Die Laufschnellkraftwerke sind eine besondere Form der Laufkraftwerke. Vom Aufbau und dem technischen Ablauf unterscheiden sich diese im Prinzip nicht von den Laufkraftwerken. Hier kann im Gegensatz zu den reinen Laufkraftwerken durch Aufstauen und Abstauen des Wasserzuflusses die Erzeugung dem Bedarf auch kurzfristig angepasst werden. Zu Starklastzeiten, der Nachfrage nach mehr Energie, kann durch Abstauen eine entsprechend höhere Leistung bereitgestellt werden. Diese Kraftwerksgruppe erzeugt

überwiegend den sogenannten Mittellaststrom. Im freien Energiemarkt werden diese ebenfalls zur Bandleistung, die 24 Stunden eines Tages, eingesetzt.

Als ein wesentlicher Vorteil dieser Gruppe kann neben der Möglichkeit der kurzfristigen Energiebereitstellung auch das stärkere Einsenken der Erzeugung in den Zeiten von geringerem Bedarf genannt werden. Dies allerdings nur unter entsprechender Einhaltung von Wehr- und Betriebsverordnungen, da durch diese Maßnahmen ein Eingriff in die normalen Abflusseigenschaften der Gewässer stattfindet. Das kurzfristige Abrufen von mehr Energie erzeugt natürlich eine erhöhte Dotation der Unterlieger, es kann sozusagen ein Schwall entstehen, welcher aus dem Blickwinkel der reinen Wasserwirtschaft mitunter problematisch werden kann.

Als typische Vertreter dieser Gruppe sind die Erzeugungseinheiten an der Enns, im westlichen Österreich und an der Drau im südlichen Bundesgebiet zu nennen. Diese Flüsse werden aus dem hochalpinen Gebiet gespeist und sind selbst wieder Zubringer für den nächsten Fluss. Hier können rund 20 MW bis zu etwa 600 MW an elektrischer Energie, bei entsprechender Wasserführung, pro Stunde erzeugt werden.

2.1.3 Speicher–Pumpspeicherkraftwerk

Der wesentliche Unterschied von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zu den vorgenannten liegt darin, dass das vorhandene Wasser nicht sofort in elektrische Energie umgewandelt werden muss, sondern über einen längeren Zeitraum gespeichert und somit verlagert werden kann.

Die Speicherkraftwerke werden im Wesentlichen in zwei Gruppen unterteilt. Das sind zum einen die reinen Speicherkraftwerke und zum anderen jene, wo auch ein Pumpbetrieb möglich ist. Diese Speicher können des Weiteren nach dem Verwendungszweck in Tages– Wochen- und Jahresspeicher unterteilt werden.

Sie nutzen die Fallhöhe des Wassers aus Talsperren oder Bergspeicher, welche durch einen natürlichen Zulauf gespeist werden. Das Wasser wird bei geringem Strombedarf bzw. geringer Nachfrage im entsprechenden Staubecken gespeichert und erst bei steigendem Bedarf mit hohem Druck der tiefer liegenden Erzeugungseinheiten zugeführt. Je nach Größe und Gegebenheiten erzeugen diese Kraftwerke nun entsprechend Mittellast oder Spitzenlast.

Das Leistungsspektrum reicht hier von rund 0,50 MW bis hin zu einer Größenordnung von 60 MW, allerdings nur für wenige Einsatzstunden am Tag abrufbar, da dies durch das Speichervolumen begrenzt wird.

In der nachfolgenden Abbildung wird das Prinzip eines Tages- oder Wochenspeicher kurz dargestellt. Nach dem Abarbeiten der vorhandenen angestauten Wassermenge aus dem Oberlieger muss die Turbine wieder abgestellt werden. Nur mit dem natürlichen Zulauf wird der Oberlieger, auch Stauraum genannt, wieder aufgefüllt und steht für eine neuerliche Erzeugung von elektrischer Energie zur Verfügung.

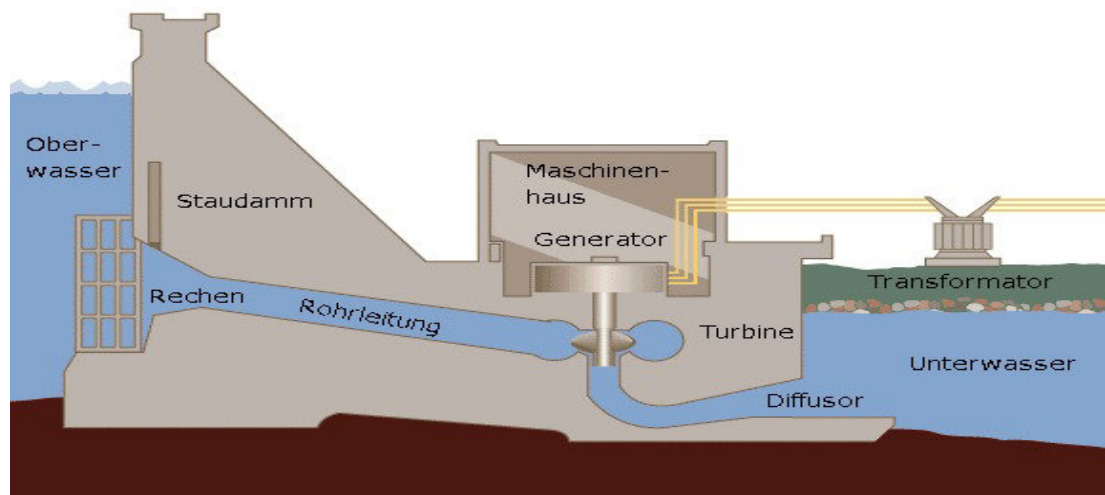


Abbildung 2: Speicherkraftwerk

Quelle: VERBUND, eigene Darstellung

Ein wesentlicher Unterschied zu den vorgenannten Erzeugungseinheiten und deren Möglichkeiten sind die Pumpspeicher. Hier wird nicht nur das Wasser, welches aus dem normalen Wasserangebot, natürlicher Zulauf oder Einspeichern, vorhanden ist, abgearbeitet.

Ein Pumpspeicher besteht im Wesentlichen aus einem hochgelegenen Oberbecken, in welches bei geringem Bedarf Überschussenergie aus einem Unterbecken hochgepumpt wird. Bei stärkerer Nachfrage von elektrischer Energie wird nun das Wasser aus dem Oberbecken den Turbinen beim Unterbecken zugeführt. Durch die großen Fallhöhen bedingt, kommen hier vor allem Pelton-turbinen⁴ zum Einsatz. Der benötigte Pumpstrom wird zu einem guten Teil aus Überschussenergie von Grundlastkraftwerken, Lauferzeugung oder kalorischen Kraftwerken, welche aus betrieblichen Gründen im Schwachlastbetrieb bleiben, erzeugt. Bei dem Einsatz von Pumpspeicherturbinen kommen hier Francis-turbinen⁵ zum Einsatz.

⁴ Angemeldet am 3. Juli 1880, veröffentlicht am 26. Oktober 1880, Erfinder: Lester A. Pelton.

⁵ Eine im Jahre 1849 in den USA von dem Ingenieur James B. Francis verbesserte Wasserturbine.

Die Pumpspeicher sind, bedingt durch ihre technische Konzeption, gerade für den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Sonne und Wind sehr gut geeignet. Durch ihre kurzen Start- und Abstellzeiten, unter 5 Minuten, sind diese sehr rasch für das Ausgleichen der Differenzen von Erzeugungsdefiziten verfügbar.

In Österreich sind diese, auch Jahresspeicher genannten Großanlagen vor allem im hochalpinen Gelände vorzufinden. Als wesentlichste Anlagen sind hier neben der Malta-Gruppe am südlichen Hauptalpenkamm noch die Kraftwerksgruppe Limberg II mit Kaprun und die Kraftwerksgruppe im Zillertal, am nördlichen Hauptalpenkamm in Tirol zu nennen.

Die Lage dieser Jahresspeichergruppen wurde nicht zufällig ausgewählt, sondern hier handelt es sich auch um ideale räumliche Gegebenheiten, betreffend der Niederschlags-situationen von Regen und Schneefall bzw. Schneeschmelze.

Im Betrieb kann nun die Wasserabgabe in den Unterlieger erfolgen, das Wasser ist für einen Pumpbetrieb allerdings verloren. Hier besteht in diesen komplexen Systemen allerdings auch die Möglichkeit, nur den Zwischenspeicher zu dotieren. Somit kann in den preislich günstigen Stunden Energie dazu verwendet werden, das abgearbeitete Wasser wieder in den höher gelegenen Speicher zu verlagern und somit erneut für Erzeugung von elektrischer Energie verfügbar machen. Die Erzeugungsleistungen reichen hier im Turbinenbetrieb von 0 MW bis zu 850 MW sowie im Pumpbetrieb von rund 50 MW bis hin zu 440 MW der entsprechenden Kraftwerksgruppe.

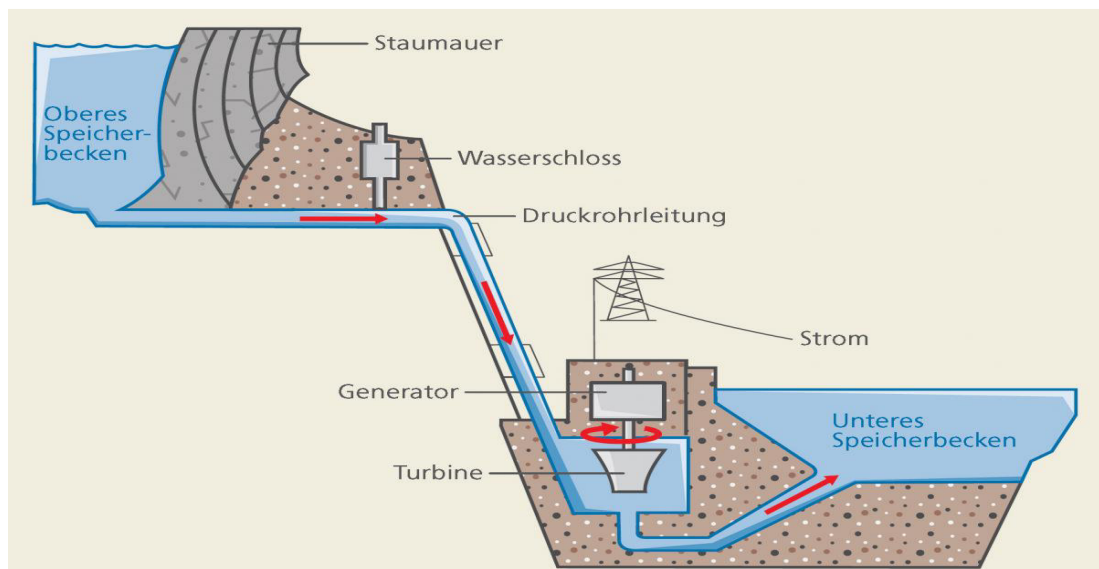


Abbildung 3: Pumpspeicherkraftwerk

Quelle: VERBUND, eigene Darstellung

In der Abbildung 3 ist nun der Turbinenbetrieb dargestellt. Hierbei wird Wasser aus dem oberen Speicherbecken in das untere Speicherbecken verlagert. Dabei wird die Turbine angetrieben und über den Generator Strom in das Netz eingespeist. Der Pegel des Unterbeckens steigt an.

In Zeiten geringer Nachfrage oder zu geringer Abnahme wird nun aus dem Netz Energie aufgenommen. Der Generator wird zum Motor und treibt nun eine Pumpe an. Das Wasser wird nun vom unteren Speicherbecken in das obere Speicherbecken gepumpt und somit für einen weiteren Zyklus, Füllen und Entleeren, bereit gestellt.

Die Vermarktung der Energie aus der Erzeugung aus den Jahresspeichern geht mit den Jahreszeiten einher. Der Füllvorgang durch den Zulauf, ohne zusätzliche Pumpen, erfolgt mit der Schneeschmelze im Frühjahr. Zu diesem Zeitpunkt sollte der Speicher allerdings bereits an der unteren Pegelgrenze auf Grund der Vermarktung im Herbst und im Winter angekommen sein. Eine typische Pegelbewegung über das Jahr ist aus unten beigefügter Abbildung 4 ersichtlich.

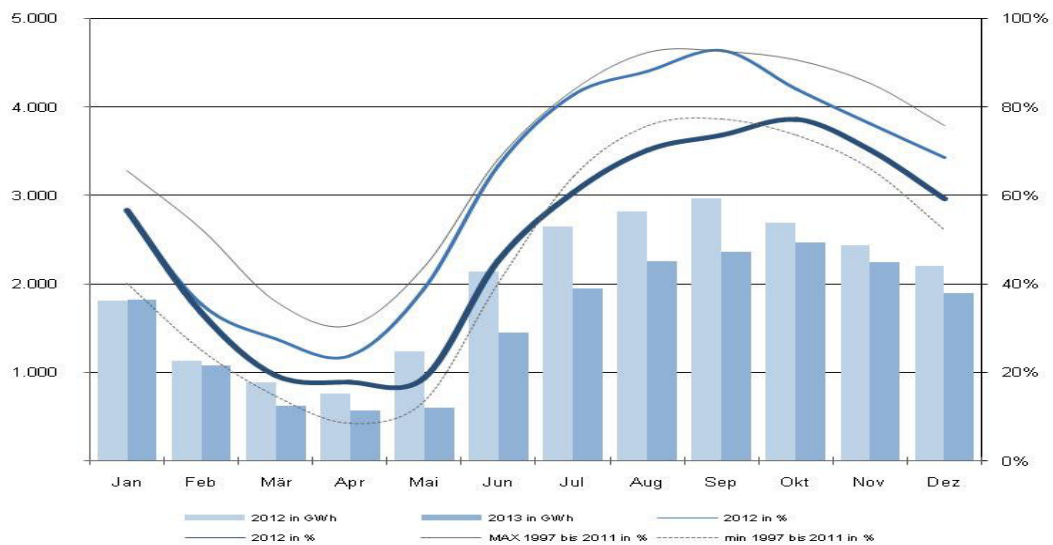


Abbildung 4: Pumpspeicher Pegelkurve

Quelle: E-Control, eigene Darstellung

2.1.4 Wirkungsgrade

Die Wahl des Turbinentyps hängt nun im Wesentlichen von der vorhandenen Wassermenge und der entsprechenden Fallhöhe ab. Ein weiteres, jedoch auch wesentliches Kriterium ist der Teillastbereich, da ja Wasserkraftwerke im Laufe des Jahres mit unter-

schiedlichen Wassermengen versorgt werden. Nicht unwesentlich ist auch das Regelverhalten, um Lastschwankungen in der Aufbringung und vom Bedarf auszugleichen. In den nachfolgenden Diagrammen sind die einzelnen Turbinentypen, betreffend des Wirkungsgrades und Einsatzgebietes, dargestellt.

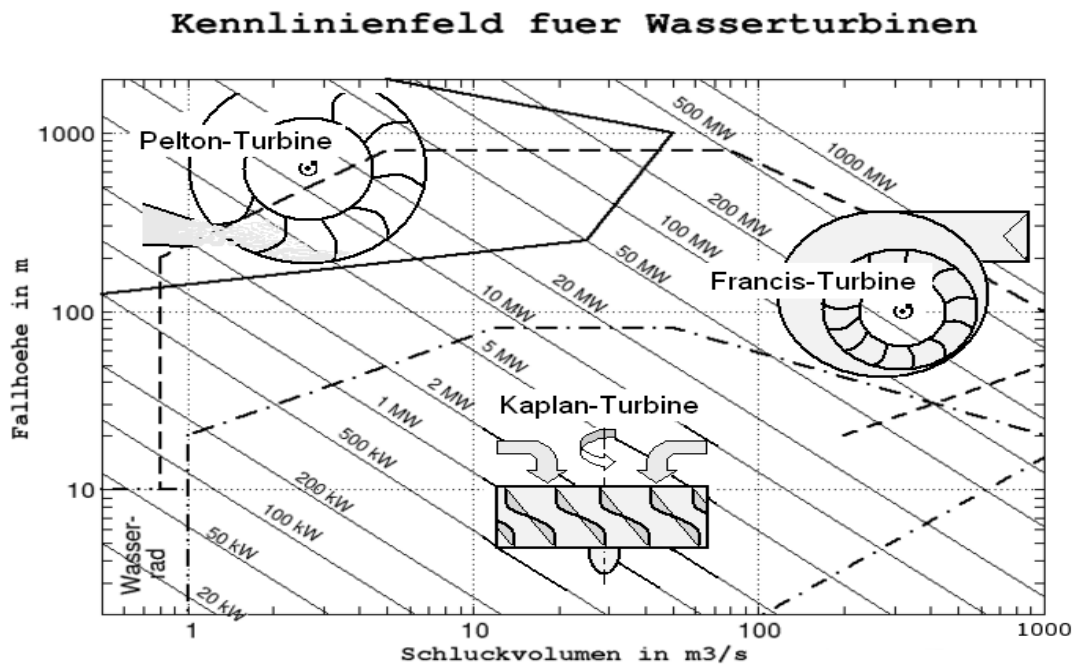


Abbildung 5: Turbinen – Kennlinienfeld

Quelle: Energie - Schweiz, 2014

Aus diesem Kennlinienfeld in Abbildung 5 lässt sich leicht herauslesen, dass die Kaplan-Turbine nun für die Erzeugung bei Laufkraftwerken auf Grund ihrer technischen Spezifikationen bestens geeignet ist. Die Pelton – Turbine wieder kommt vor allem bei großen Fallhöhen zum Einsatz, eben so wie das bei den großen Speicherkraftwerken der Fall ist.

Die Francis – Turbine deckt laut Kennlinienfeld den größten Bereich ab. Da diese Turbinengruppe zwei Betriebszustände kennt, können diese nicht nur zur Stromerzeugung, sondern wird auch zur Stromaufnahme der Überschussenergie für den Pumpbetrieb eingesetzt werden. Aus der nachfolgenden Abbildung 6 kann man bereits erkennen, dass diese Turbinen kein gutes Regelverhalten aufweisen und somit in der Speicherguppe nur den Grundlastbedarf erzeugen.

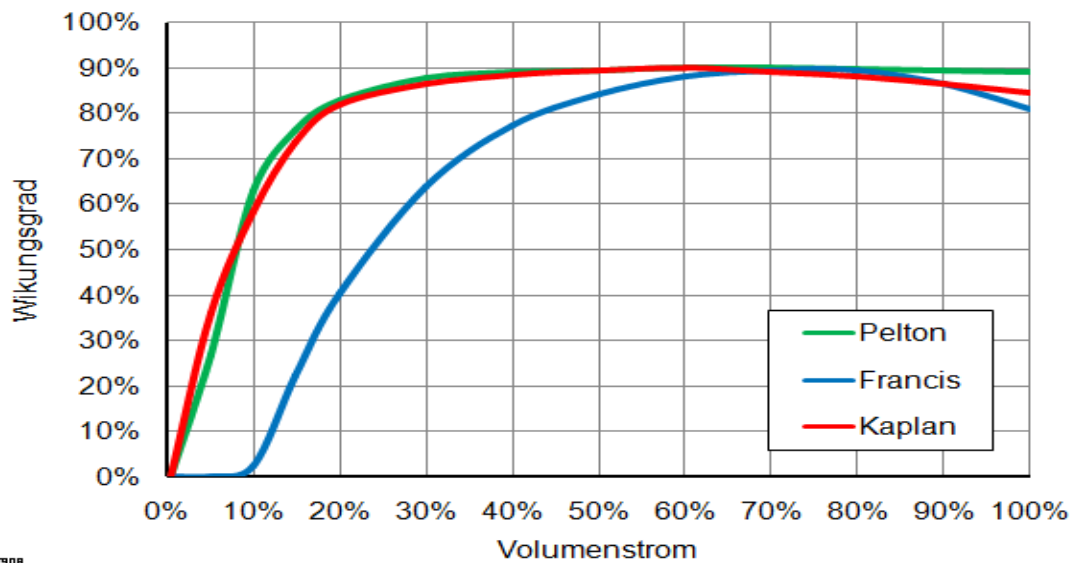


Abbildung 6: Turbinen – Wirkungsgrad

Quelle: Energie - Schweiz, 2014

Das Wirkungsgrad-Diagramm gibt nun Auskunft über das Regelverhalten von den speziell verwendeten Turbinentypen. Dies ist vor allem in späterer Folge für das Anbieten von Regelenergie am freien Markt und hier vor allem in der Vermarktung im laufenden Tag von entscheidender Bedeutung.

2.2 Mengen- und Kostenstruktur

Ein Kraftwerkspark besteht, um eben den gestellten Anforderungen gerecht zu werden oder auch um die entsprechende Nachfrage zu erfüllen, aus einem Mix von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Es wird bei diesen Anlagen von einer mittleren Lebensdauer von rund 50 Jahren ausgegangen.⁶

Die Jahresarbeit von Wasserkraftwerken ist sehr stark vom Wasseraufkommen im betreffenden Jahr abhängig. Ein Regeljahr ist ein fiktives Jahr, dessen wasserwirtschaftliche Größen das arithmetische Mittel in der langjährigen Messperiode darstellt. Das Regelarbeitsvermögen (RAV) ist die elektrische Arbeit, welche im Regeljahr erzeugt werden kann. Daraus ergibt sich für uns, dass bereits ein großer Anteil der Erzeugung langfristig vermarktet wurde. Für die kurzfristige Planung und den Verkauf bedeutet dieser Umstand,

⁶ Vgl. Konstantin Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft. 2.Aufl. Springer-Verlag 2009. S 328.

dass hier nur mehr die Mengen zur Vermarktung anstehen, welche aus der Prognoseun-
genauigkeit oder dem geänderten Bedarf der Kunden resultiert. Mit dem, aus diesen Ge-
schäften erwirtschafteten Erlös werden die gesamten Fixkosten sowie ein entsprechender
Anteil der variablen Kosten bereits abgedeckt. Für zusätzliche Möglichkeiten, nämlich
über den kurzfristigen Handel weitere Erlöse zu generieren, bedarf es allerdings einer
exakten Gegenüberstellung von Aufbringung (Erzeugung) und Bedarf (Kunden).

2.2.1 Aufbringung und Bedarf

Um für den tagesaktuellen Handel mit Energie an der Strombörse entsprechend agieren
zu können, ist es allerdings notwendig, die Erzeugungs- und auch die Bedarfsstruktur von
Kraftwerken und Kunden genau zu kennen. Die Tagesplanung für den Folgetag muss bis
14:30 des aktuellen Tages abgeschlossen sein und beim zuständigen Netzbetreiber und
Regelzonenführer angemeldet werden. Hierzu ist zum einen die Erzeugung, entspre-
chend ihrer Charakteristik, zu aggregieren und dem aggregierten Bedarf gegenüberzstel-
len. Differenzen sind dann an der Day-Ahead-Börse, der Strombörse für den Folgetag zu
beschaffen oder zu verkaufen, um einen technisch und wirtschaftlich optimalen Kraft-
werkseinsatz zu gewährleisten.

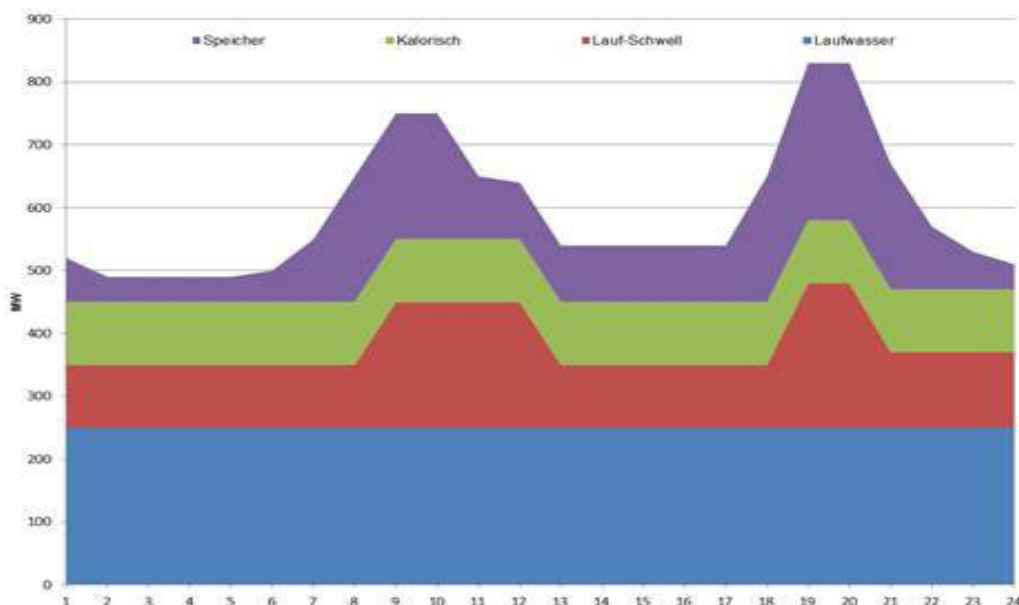


Abbildung 7: Aufbringung – Bedarf

Quelle: eigene Darstellung

In der Abbildung 7 ist zu erkennen, dass, aufbauend auf die Laufkrafterzeugung, die Laufschwellkraftwerke anschließend Tagesspeicher und eventuell vorhandene kalorische Kraftwerke aggregiert dargestellt sind. Die letzte Gruppe der Kraftwerke bilden nun die Jahresspeicher entsprechend ihrer Kostenstruktur.

Die Jahresspeicher schließen nun die Differenz zwischen Aufbringung und Bedarf und eventuell auftretender Prognoseabweichungen, da in jedem Augenblick nur genau das erzeugt werden soll, was andererseits auch gerade an Bedarf benötigt wird.

Sollte sich dies nicht im Gleichgewicht befinden, also eine Unterdeckung oder auch Überdeckung stattfinden, können durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entsprechende Maßnahmen gesetzt werden.

2.2.2 Regel- und Ausgleichsenergie

Die ÜNB sind zu einer ausreichenden Vorhaltung von Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve verpflichtet und kaufen zu diesem Zweck entsprechende Regelleistung von den dafür in Betracht kommenden Kraftwerken ein. Dies ist eine weitere Möglichkeit, um mit den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zusätzliche Erlöse zu erzielen. Diese Kraftwerke eignen sich für diesen speziellen Fall, entsprechend ihrer schnellen Verfügbarkeit und dem ausgezeichneten Regelverhalten.

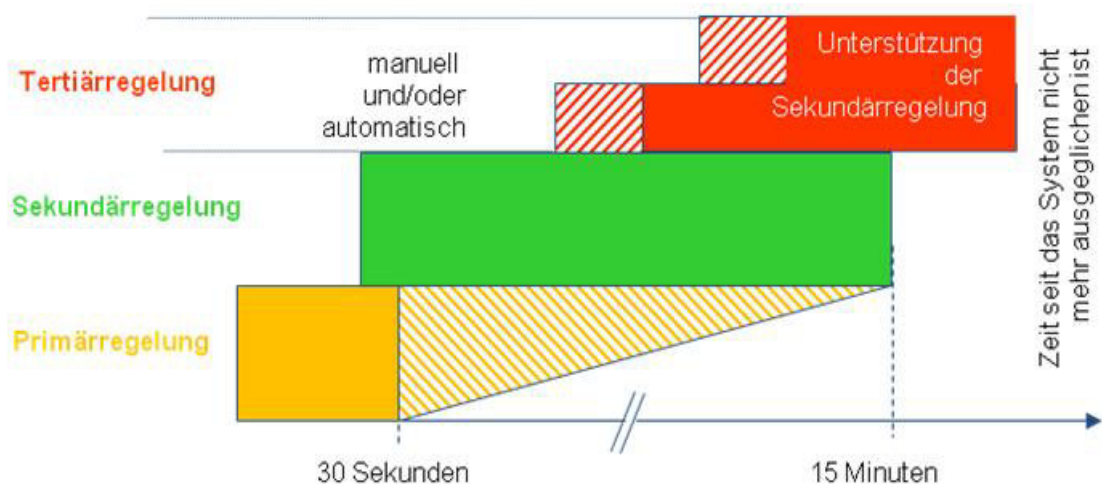


Abbildung 8: Regelenergie – Bedarf

Quelle: eigene Darstellung

Primärregelung:

Wird durch sogenannte rotierende Reserve bereitgestellt. Das sind Kraftwerke, welche einen geringen Teil ihrer Leistung, meist 3% bis 5%, für den Fall einer Störung unverzüglich bereitstellen können. Diese Energie muss bis zu 15 Minuten vorgehalten werden können. Die Anforderung erfolgt vollautomatisch von Seiten des Netzbetreibers.

Sekundärregelung:

Damit die Primärregelung nach einem Eingriff relativ rasch wieder zur Verfügung stehen kann, wird diese von Kraftwerken aus dem Teillastbereich bereitgestellt. Diese Energie muss bis zu 1 Stunde vorgehalten werden können. Die Anforderung erfolgt ebenfalls vollautomatisch von Seiten des Netzbetreibers.

Tertiärregelung:

Damit die Sekundärregelung und somit nachfolgend auch die Primärregelung wieder in den Bereitschaftsmodus wechseln kann, muss bereits 15 Minuten nach Störungseintritt ein entsprechendes Kraftwerk gestartet werden.

Um an diesem Regel- und Ausgleichsenergiemarkt teilnehmen zu können, müssen die Kraftwerke entsprechend präqualifiziert sein. Vor allem die Pump-Speicherkraftwerke eignen sich für dieses Einsatzgebiet sehr gut. Hier können zusätzliche Erlöse generiert werden, welche im normalen Betrieb nicht leicht zu realisieren sind.

2.2.3 Merit Order

Als Merit Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der, in einem Kraftwerkssystem vorhandenen Erzeugungseinheiten. Diese Reihenfolge wird durch die Grenzkosten der einzelnen Stromerzeuger bestimmt.

Beginnend mit dem günstigsten Kraftwerk, wird so lange die erzeugte Energie der Kraftwerke zum Verkauf angeboten, bis die entsprechende Nachfrage gedeckt ist, siehe dazu auch Abbildung 9. An der Strombörse bestimmt nun das letzte Gebot, welches den Zuschlag erhält, den Strompreis für alle darunter liegende gültige Gebote.

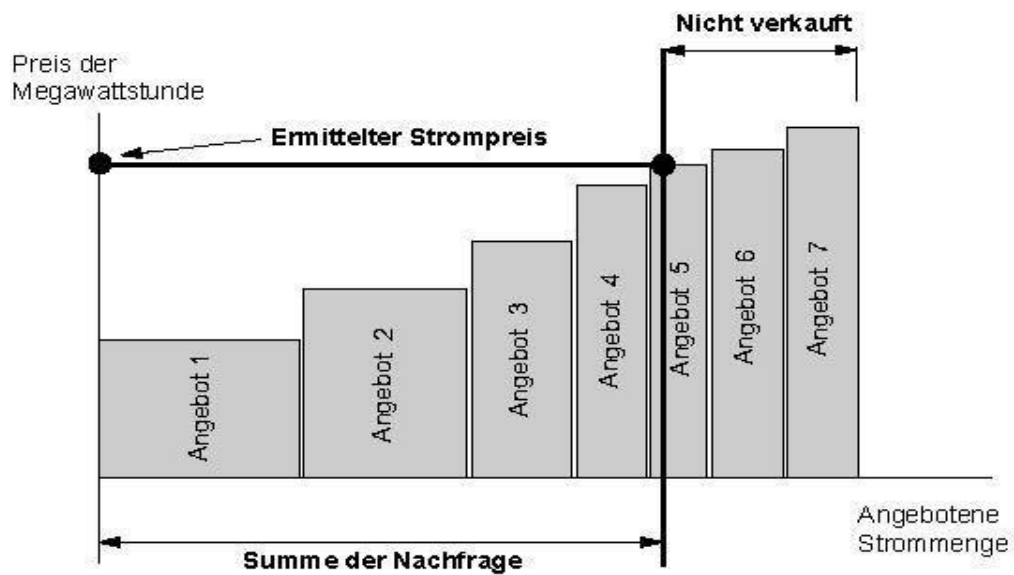


Abbildung 9: Merit – Order

Quelle: eigene Darstellung

Der Merit Order Effekt ist nun die Verdrängung der teuer produzierenden Kraftwerke durch den Markteintritt eines Kraftwerkes mit geringeren Grenzkosten. Dieser Effekt, hervorgerufen vor allem durch die erneuerbare Energie, Windkraft und Fotovoltaik, sorgt derzeit in der gesamten Energiewirtschaft für einen Umbruch und Aufhebung der bisher vorhandenen Gesetzmäßigkeiten.

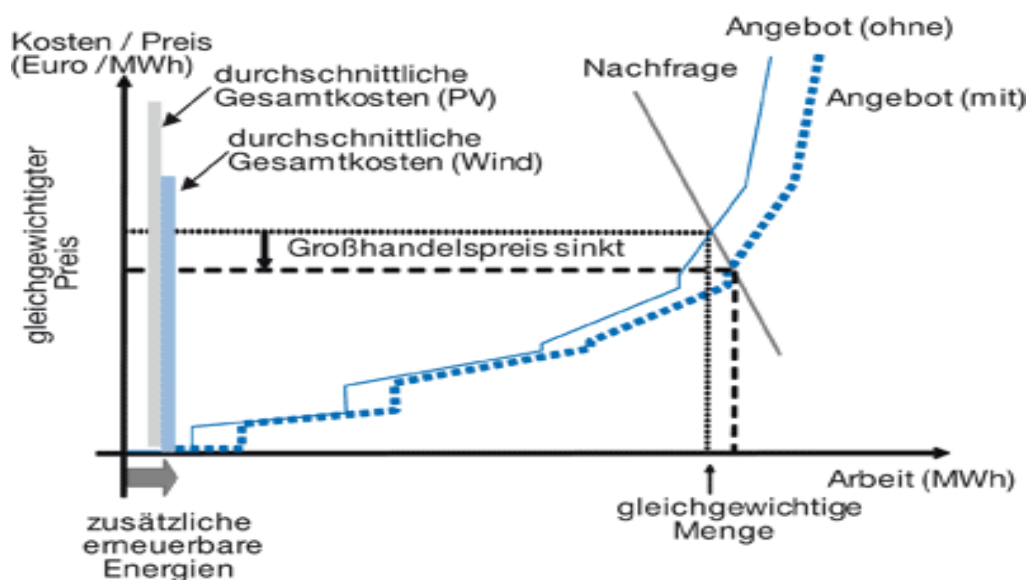


Abbildung 10: Merit – Order Erneuerbare Energie

Quelle: eigene Darstellung

3 Strommarkt

3.1 Entstehung

Die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 hat die Liberalisierung der Märkte von leitungsgebundenen Energien in der Europäischen Union eingeleitet. Vor der Strommarkliberalisierung wurde der überwiegende Anteil der Stromerzeugung wie auch die Verteilung auf Höchstspannungsebene durch Verbundunternehmen vorgenommen, die bereits lange Austauschbeziehungen zu ihren Kunden unterhielten. So wurde das Stromgeschäft klar in die Elemente von Erzeugung, Transport und Vertrieb aufgeteilt. Der Handel mit Strom wurde somit als Bestandteil der Strombeschaffung betrachtet.

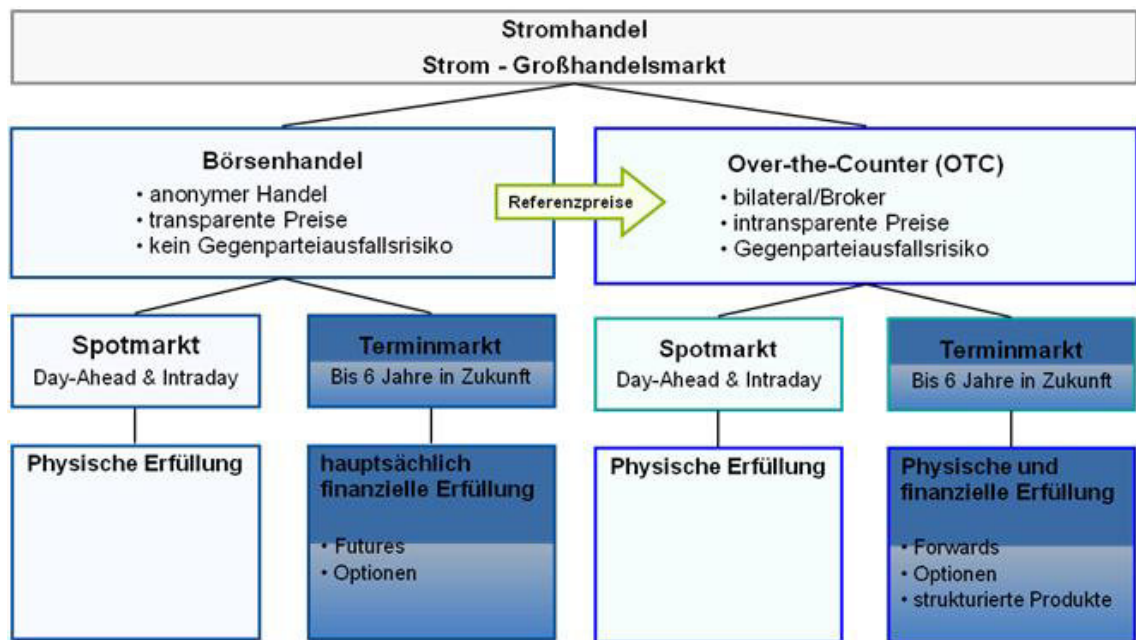


Abbildung 11: Stromhandel Übersicht

Quelle: eigene Darstellung

Wie auch in anderen monopolistischen Märkten hat sich die öffentliche Meinung durchgesetzt, dass Teile der Wertschöpfungskette der Energieversorgung auch marktwirtschaftlich organisiert werden sollten. In Österreich wurde dies mit dem Energiewirtschaftsgesetz

(EIWOG) geregelt, in Deutschland mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Oberstes Ziel der Liberalisierung ist es, die sogenannten Rahmenbedingungen für den freien Handel mit leitungsgebundener Energie zu schaffen. Dazu sind nachfolgende Mindestvoraussetzungen notwendig:

- Freie Wahl des Versorgers
- Unbundeling der Bereiche Erzeugung, Netz, Vertrieb und Handel
- Diskriminierungsfreier Netzzugang
- Gewährleistung eines reibungslosen Netzbetriebes

Die Liberalisierung des Strommarktes änderte auch die Sichtweise auf die Stromwirtschaften. So werden in einem liberalisierten Energiemarkt die bis dahin geschlossenen Versorgungsgebiete aufgehoben, und die Endabnehmer können nun ihren Lieferanten frei wählen. Der Netzbetreiber jedoch bleibt ein natürliches Monopol, da es wenig Sinn macht, zu dem bestehenden Netzen parallele Netze aufzubauen. Als Konsequenz daraus sind in Europa diverse Handelsplätze für elektrische Energie entstanden.

Der wichtigste Handelsplatz, der daraus entstand, ist die European Energy Exchange (EEX). Diese entstand im Jahr 2002 aus der Fusion der deutschen Strombörsen in Frankfurt und Leipzig. Seit diesem Zeitpunkt hat sie sich von einer reinen Strombörse hin zu einem führenden Handelsplatz für Energie mit internationalen Partnern entwickelt. Zur EEX Gruppe zählen unter anderem die European Energy Exchange, European Commodity Clearing sowie die für unsere weiteren Bearbeitung wichtige EPEX SPOT SE.

3.1.1 Marktteilnehmer

Marktteilnehmer sind alle Personen und Institutionen, vor allem Unternehmen, welche durch Kauf, Verkauf oder auch Tausch am Wirtschaftsleben teilnehmen. Am entsprechenden Markt treten die Personen oder Institutionen dabei entweder als Anbieter oder Nachfrager in Erscheinung.

Auf dem liberalisierten Strommarkt existiert nun eine Vielzahl von Akteuren, welche unterschiedliche Ziele verfolgen. Diese können nun wieder in nachfolgende Gruppen unterteilt werden.

- Kunden
- Netzbetreiber

- Erzeuger
- Lieferanten
- Energiebörse
- Sonstige Akteure

Diese Marktteilnehmer nutzen den Marktplatz, um Strom zu marktgerechten Preisen einzukaufen oder auch zu verkaufen, ihren Bedarf entsprechend abzudecken und vorhandene Risiken entsprechend zu streuen.

3.1.2 Börsenleitprinzipien

In ihrer Geschäftstätigkeit richten sich die EEX und EPEX SPOT nach den folgenden übergeordneten Prinzipien und den sich daraus ergebenden Verpflichtungen aus. Die Grundlagen für ein erfolgreiches funktionieren eines Börsenbetriebs sind nun:

- *Liquidität*: wird durch ein hohes Handelsvolumen, viele Marktteilnehmer und eine faire und verlässliche Preisbildung sichergestellt. Indikator hierfür ist der Bid – Ask Spread (die Differenz zwischen Kauf- und Verkaufspreis).
- *Sicherheit*: wird dadurch gewährleistet, dass die EEX als öffentlich-rechtliche Börse dem deutschen Börsengesetz wie auch internationalen Aufsichtsbehörden untersteht.
- *Transparenz*: wird als Voraussetzung für das Vertrauen der Marktteilnehmer in den Markt und die Preisbildungsmechanismen betrachtet.
- *Einfachheit*: wird als Anforderung betrachtet, die Prozesse so einfach wie möglich zu gestalten, um einem größtmöglichen Kreis von Handelsteilnehmern den Zugang zu den Energiemärkten via EEX zu ermöglichen.
- *Kosteneffizienz*: wird als Angebot von unkomplizierten Geschäftsabläufen mit geringen finanziellen Forderungen als Grundlage wirtschaftlichen Handelns verstanden. Dies findet Ausdruck in niedrigen Entgelten und der Abschaffung der Zulassungsgebühren.
- *Schrittmacher für Europa*: wird als Verantwortung verstanden, den Wettbewerb und die Integration der europäischen Energiemärkte weiter voranzutreiben.

3.2 Strombörsen und Preisfindung

Ob man nun Strom für den aktuellen (Intraday) oder den folgenden Tag (Day-Ahead) handelt, die EPEX SPOT ist die führende Energiebörse für Spotmärkte. Sie deckt die Märkte in Frankreich, Deutschland, Österreich und der Schweiz ab. Gemeinsam repräsentieren diese Länder bereits mehr als ein Drittel des europäischen Stromverbrauchs. Das Unternehmen mit Sitz in Paris und seinen Zweigstellen in Leipzig, Bern und Wien entstand 2008 durch den Zusammenschluss der Stromspotaktivitäten der Energiebörsen Powernext SA aus Frankreich und der EEX in Deutschland.

Für den folgenden Tag (Day-Ahead) können an der Börse bis 12:00 eines Handelstages die Kauf- und Verkaufsgebote als auch Stundenkontrakte platziert werden. Hier werden alle wichtigen, kurzfristigen Entscheidungen, betreffend die Kraftwerkseinsatzplanung, einen Tag vor tatsächlichem Einsatz getroffen, so dass im Day-Ahead-Markt bereits nahezu alle Informationen enthalten bzw. eingepreist sind. Der Handel wird primär über Internetplattformen abgewickelt. Computer ermitteln aus den eingehenden Geboten und Angeboten den für die jeweilige Stunden aktuell geltenden Preis in €/MW.

Für den aktuellen Tag (Intraday) können neben den standardisierten Produkten und den Stundenkontrakten auch die $\frac{1}{4}$ Stunden gehandelt werden. Dies ist bis 00:45 Minuten vor Lieferbeginn, grenzüberschreitend, möglich und wird ebenfalls über eine elektronische Handelsplattform umgesetzt. Der Intraday-Markt ist der letzte Markt, auf dem Strom noch gehandelt werden kann. Wurde zu Beginn des Intraday-Handels hauptsächlich Energie gehandelt, welche aus kurzfristigen Ereignissen zusätzlich angeboten oder nachgefragt wurde, so wird mittlerweile dieser Markt auch zur Optimierung der eigenen Erzeugung herangezogen, da der Handel ohne Unterbrechung 24 Stunden und 7 Tage die Woche stattfindet. Bereits im Jahr 2013 wurden so 346 TWh⁷ alleine auf diesen Märkten gehandelt, Tendenz weiter stark steigend.

3.2.1 Kontrakte

In der nachfolgend angeführten Abbildung 12 sind die standardisierten Handelsprodukte dargestellt, welche vorwiegend den Day-Ahead Markt betreffen. Selbstverständlich können diese Produkte zusätzlich auch im Intraday Markt gehandelt werden. In diesem Markt

⁷ Vgl. www.epexspot.com/de/presse. April 2014.

besteht auch die Möglichkeit andere, den eigenen Bedürfnissen angepasste, zusammenhängende Blockkontrakte anzubieten.

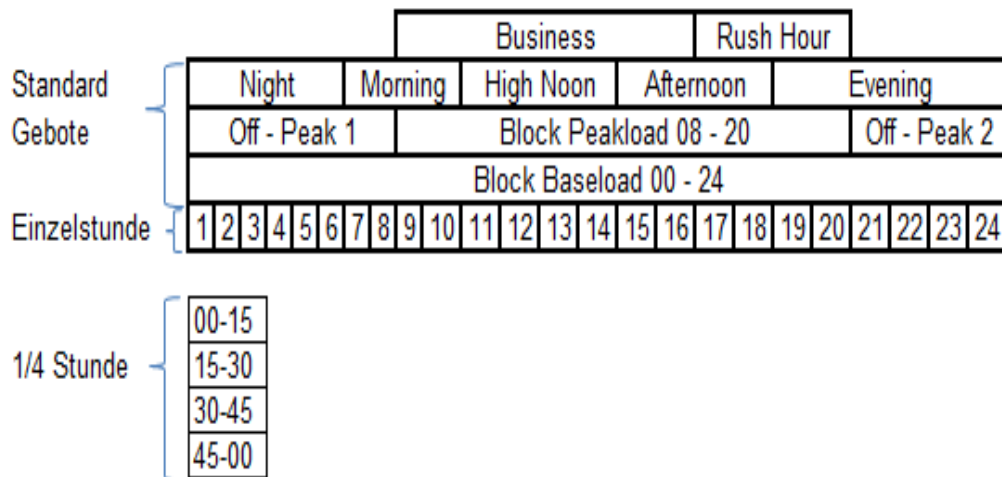


Abbildung 12: Börse – Standardprodukte

Quelle: eigene Darstellung

Bei den angeführten Standardprodukten, wie in der Abbildung 12 dargestellt, wird die Ware Strom als Lieferung oder Bezug über den genannten Zeitbereich mit konstanten, gleichbleibenden Energiewerten verstanden.

Als ein Beispiel für das bessere Verständnis der Abbildung 12 sei hier nachfolgendes Produkt stellvertretend angeführt:

Night Lieferung 50 MW. Das heißt, dass in der Zeit von 00 – 06 Uhr eine konstante, gleichbleibende Leistung von 50 MW an einen Kunden zu liefern ist. Diese Darstellung gilt analog für die anderen Produkte in der Abbildung.

Der aus der Abbildung 11 ersichtliche ¼ Stundenraster gilt selbstverständlich für jede andere Stunde des Tages auch. Somit können für einen ganzen Tag 96 unterschiedliche ¼ Werte angesprochen werden. Als kleinste, an der Strombörse zu handelnde Einheit wurde 0,1 MW (100 kW) sowie einen Preisgrenze von -500 €/Mwh und +3000 €/Mwh festgelegt.⁸

Abgeschlossene Geschäfte in den deutschen/österreichischen Regelzonen werden anschließend innerhalb der folgenden Regelzonen als physische Lieferung umgesetzt. Die-

⁸ Vgl. www.epexspot.com/de/produkte.

se Lieferorte bilden eine Marktzone. Diese Märkte sind aus den vormaligen Großbetreibern auf Grund des Unbundeling⁹ entstanden.

Nachfolgend eine tabellarische Aufstellung der wesentlichen Regelzonen in Österreich und Deutschland.

Österreich:	Austrian Power Grid	(VERBUND)
Deutschland:	Amprion GmbH	(RWE)
	Tennet TSO GmbH	(EON)
	TransnetBW GmbH	(EnBW)
	50Herz Transmission GmbH	(VATTENFALL)

3.2.2 Preisbildung

Nachfolgende Parameter und Rahmenbedingungen haben einen großen Einfluss auf die Strompreisbildung:

Politische Rahmenbedingungen:

Je nach Präferenz der politischen Machthaber wird in einem Energiemarkt der Preis aus den Durchschnittskosten oder den Grenzkosten resultieren und mit mehr oder weniger hohen Steuern belastet.

Marktstrukturen:

Abhängig von den Eintrittsbarrieren für einen neuen Marktteilnehmer und der Regulierungsbehörde in Bezug auf die Verhinderung von Marktmacht, wird sich eine der folgenden Marktkonstellationen ergeben. Entweder der freie Wettbewerb, ein Oligopol oder das Monopol.

⁹ Vgl. § 22 EIWOG.

Nachfrageseitige Parameter:

Die Nachfragekurve hängt von Parametern, wie Zahlungsbereitschaft, Einkommen, aber vor allem vom Energiepreis ab. Dieser wird von der Entwicklung, absolutem Wachstum des Stromverbrauchs und der Verteilung über die Zeit (Verhältnis Base/Peak) beeinflusst.

Angebotsseitige Parameter:

Die Angebotskurve wiederum ist von den fixen und variablen Kosten der Produktionstechnologie sowie der technischen Effizienz abhängig. Diese werden auch noch von den Investitionskosten, Brennstoffkosten, Verfügbarkeit der Erzeugung und eventueller historischer Überkapazität beeinflusst.

Im Folgenden wollen wir die Preisbildung der Stromaufbringung betrachten. Der Ausgangspunkt ist die Tatsache, dass unterschiedliche Kraftwerke auch zu unterschiedlichen Kosten Strom erzeugen. Werden die Kraftwerke nach steigenden kurz- oder langfristigen Erzeugungskosten (Merit Order) zur Stromerzeugung herangezogen, so werden die Erzeugungskosten zu diesem Zeitpunkt durch die Höhe der Nachfrage bestimmt.

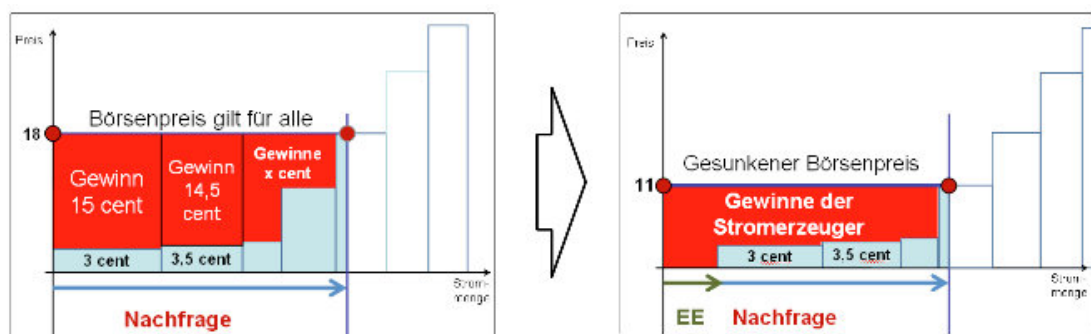


Abbildung 13: Preisbildung – Strommarkt

Quelle: eigene Darstellung

Wird diese Angebotskurve, welche ja zu jedem Zeitpunkt unterschiedlich sein kann, nun mit der entsprechend nachgefragten Menge zum Schnittpunkt gebracht, so ergibt sich die nachgefragte Menge in Abhängigkeit vom Preis.

Die Grenzkosten der Stromerzeugung sind auch vom Zeitpunkt der Nachfrage abhängig. Betrachtet man den Energieträger Wasser, wie in unserm Fall, so ist dieses mit natürlichen, mitunter großen Schwankungen behaftet. Die Laufkraftwerke können in den niederschlagsreichen Monaten mehr Energie produzieren als in den Wintermonaten, wo die Pegelstände rückläufig sind.

Aus der Abbildung 13, linkes Diagramm, ist erkennbar, dass sich bei weiter steigender Nachfrage auch die Erlössituation verbessert. Anders die Situation im rechten Diagramm, wo die Erlöse einbrechen, wenn die Erzeugung aus Wind und Sonne größer wird und damit Erzeugungseinheiten aus dem Nachfragefeld verdrängt werden.

3.2.3 Börsenpreise

In der Abbildung 14 wurden die Day-Ahead Börsenpreise im Zeitraum 2010 – 2013 der EEX (Day-Ahead-Börse) analysiert. Dabei kann festgestellt werden, dass das gesamte Marktniveau in dem angegebenen Zeitraum eine eindeutige Trendrichtung aufweist. Bei dieser Preissituation wird es für die klassischen Erzeuger von elektrischer Energie immer schwieriger, am liberalisierten Strommarkt erfolgreich zu bleiben. Um in dem neuen, wesentlich niederen Preisniveau auch weiterhin reüssieren zu können, stellen die Erzeuger bereits Kraftwerkseinheiten zur Disposition.

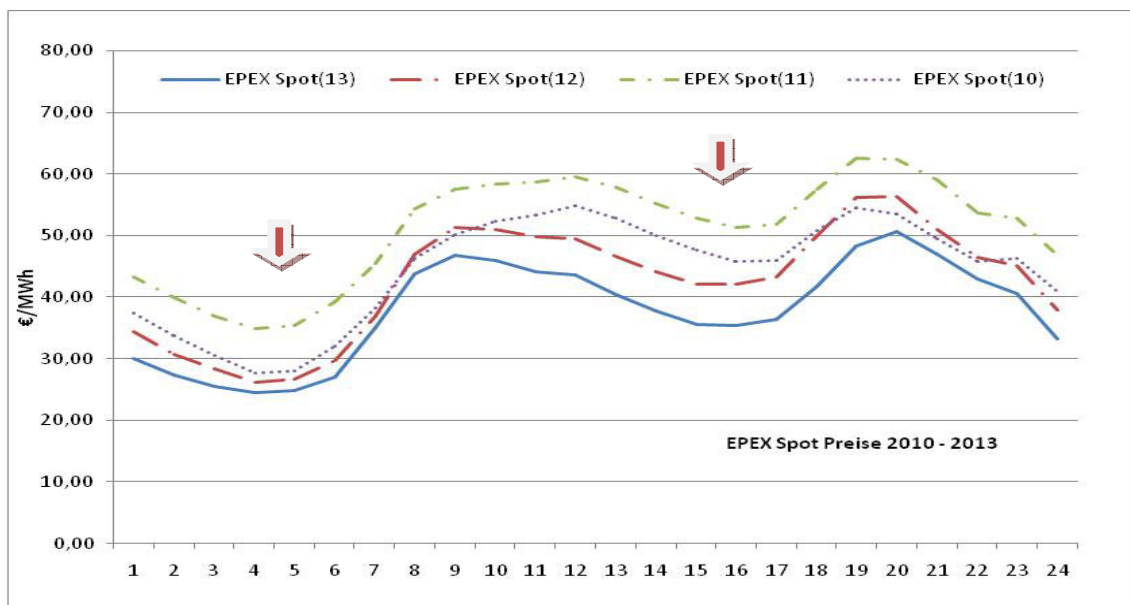


Abbildung 14: EEX – Börsenpreise 2010-2013

Quelle: eigene Darstellung

4 Intraday – Asset – Management

4.1 Portfolio – Management

Um gerade am Intraday-Markt erfolgreich zu agieren, ist es nicht unerheblich, die eigenen Erzeugungsanlagen, entsprechend ihres Einsatzes und den technischen Möglichkeiten, mit den vorhandenen Komponenten eindeutig zu strukturieren. Dies ist auch erforderlich, da in diesem Hydro–Kraftwerksverbund eine starke Vernetzung unter den Erzeugungseinheiten stattfindet.

Laufkraftwerke, sogenannte *must run* Anlagen, können im Intraday-Markt für entsprechende Handelspositionen nicht herangezogen werden. Alleine die Volatilität bzw. Qualität der Erzeugungsprognose kann über den Börsen- oder OTC Handel ausgeglichen werden. Eine Veränderung der Erzeugung ist hier alleine auf Grund der gegebenen Rahmenbedingungen nicht möglich.

Lauf–Laufschwellkraftwerke können im geringen Maße für kurzfristige Geschäfte herangezogen werden. Hier besteht grundsätzlich schon die Möglichkeit, die Mehrerzeugung gegenüber der reinen Grundlast mit entsprechenden Vorlaufzeiten geringfügig zu adaptieren.

Speicherkraftwerke sind entsprechend ihrer Ausstattung im Intraday-Markt sehr flexibel einsetzbar. Hier kann man diese Kraftwerksgruppen noch über eine weitere Differenzierung, entsprechend ihrer Speichervolumina, unterscheiden. Neben den Tages–, Wochen– und Jahresspeicher werden auch noch die Pumpspeicher zu dieser Gruppe gezählt. Eine entsprechende Flexibilität auf Grund der technischen Ausgestaltung dieser Anlagen gegenüber den Laufkraftwerken ist somit gegeben. Innerhalb kurzer Zeit ist es möglich, hohe Leistungen, entsprechend der benötigten Vorgaben für Bezugs- oder Lieferprogramme, zur Verfügung zu stellen.

Ein weiterer Baustein des Portfolios - Management stellen die freien Kapazitäten in der Erzeugung dar. Für Reserveleistungen und Regelernergie sowie allfälligen Systemdienstleistungen sind entsprechende Kraftwerksleistungen vorzuhalten. Die Vermarktung der dann noch freien Leistungsmengen im Intraday-Handel erfolgt nach bestimmten Vorgaben und Regeln, welche im Folgenden näher erläutert werden.

Auch im Portfoliomanagement für den Intraday-Handel ist eine Merit Order Reihung der spezifischen, zum Einsatz kommenden Kraftwerke unumgänglich, wenngleich auch hier

andere Voraussetzungen gegeben sind. Dies geht auch aus der beigegebenen Abbildung 15 hervor.

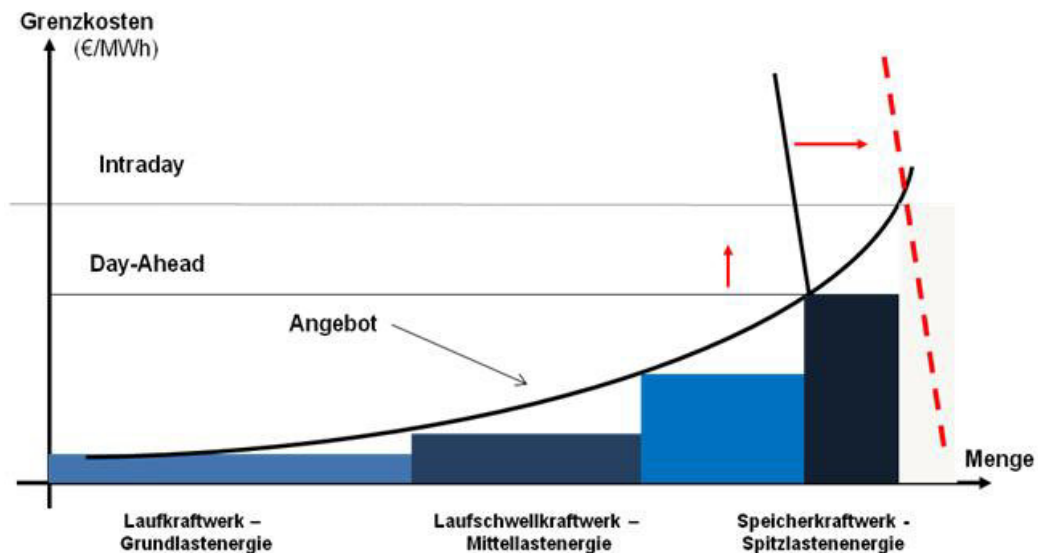


Abbildung 15: Kraftwerk-Erzeugungspreise

Quelle: eigene Darstellung

4.1.1 Aufbringung

Als Aufbringung, nämlich Turbinenleistung im weitesten Sinne, werden neben der Eigen-erzeugung durch Wasserkraftwerke auch allfällige Zukäufe an der Strombörse EPEX-SPOT oder dem bilateralem Handel mit einem Partner verstanden. Überdeckung oder auch Mehrerzeugung als Resultat von Prognosedifferenzen können an der Strombörse oder, entsprechend der Preissituation, mit eigenen Kraftwerken ausgeglichen werden, da Aufbringung und Bedarf zu jedem Augenblick gleich sein sollen.

4.1.2 Bedarf

Als Bedarf, nämlich Pumpenergie, im weitesten Sinne werden neben den Kundenbeliefe-rungen auch allfällige Verkäufe an der Strombörse EPEX-SPOT oder dem bilateralem Handel mit einem Partner verstanden. Unterdeckung oder auch Minderabnahme als Re-sultat von Prognosedifferenzen können an der Strombörse, oder entsprechend der Preis-

situation, mit eigenen Kraftwerken ausgeglichen werden, da Aufbringung und Bedarf zu jedem Augenblick ausgeglichen sein sollen.

4.1.3 Freie Erzeugungskapazitäten

Die Aufgaben eines Kraftwerkbetreibers im Intraday Zeitbereich sind die Lieferungen der dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am Vortag (Day-Ahead) gemeldeten Fahrplanenergie. Aus diesem Fahrplan und den noch verfügbaren freien Kraftwerkskapazitäten lässt sich die noch zu vermarktende freie Energie bzw. die Möglichkeiten der Reduktion von Erzeugungseinheiten bestimmen.

Hier unterscheiden wir zwischen Turbinenleistung und Pumpleistung, dies entspricht auch der Aufbringung und dem Bedarf. Ein weiterer, nicht zu vernachlässigender Punkt für den Intraday-Markt sind die wasserwirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Wenn theoretisch Turbinen- oder Pumpleistung vorhanden ist, so sollte sich dies auch in der entsprechenden Pegelsituation der Speicher wiederfinden.

Unter diesem Aspekt kann als freie Leistung für den Verkauf von Energie im Normalfall von der installierten Leistung abzüglich von verkaufter Leistung und Reservehaltung ausgegangen werden.

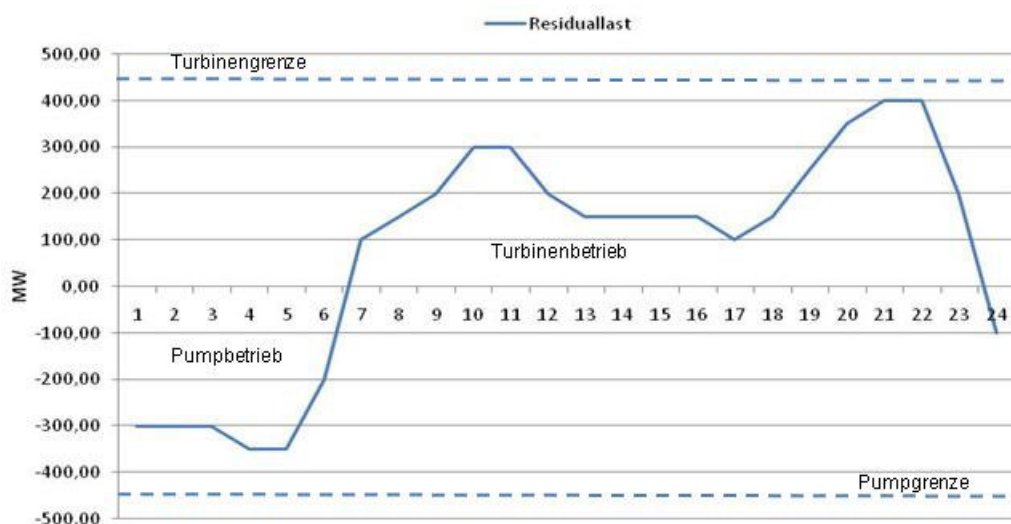


Abbildung 16: Residuallast-Kennlinie

Quelle: eigene Darstellung

Als freie Leistung für den Zukauf von Energie ist noch eine Unterscheidung, betreffend Reduktion der Turbinenleistung oder Erhöhung der Pumpleistung, zu treffen, allenfalls gilt hier, dass von der installierten Leistung abzüglich der Reservehaltung ausgegangen werden kann.

In der vorangegangenen Abbildung 16 wird dies noch einmal dargestellt. Die sogenannte Residuallast ist jene Last, welche nach Abzug von nicht steuerbaren Kraftwerken bezeichnet wird.

In unserem Fall wurde die Lauf- und Laufschnellkette bereits aus dem Gesamtbedarf abgezogen. Somit bleibt nur mehr die Erzeugung aus den regelbaren Kraftwerken als die Residuallast bestehen. Diese Last wird nun mit dem verfügbaren Speicherportfolio erzeugt.

4.1.4 Preisvorgaben

Als sogenannte Benchmarks für den Intraday-Handel gelten die im Day-Ahead erzielten Börsenpreise. Unter diesen Stundenpreisen sollte Energie nicht verkauft werden. Als eine weitere Größe hat sich der sogenannte Wasserwert, auch als Schattenpreis bezeichnet, etabliert.

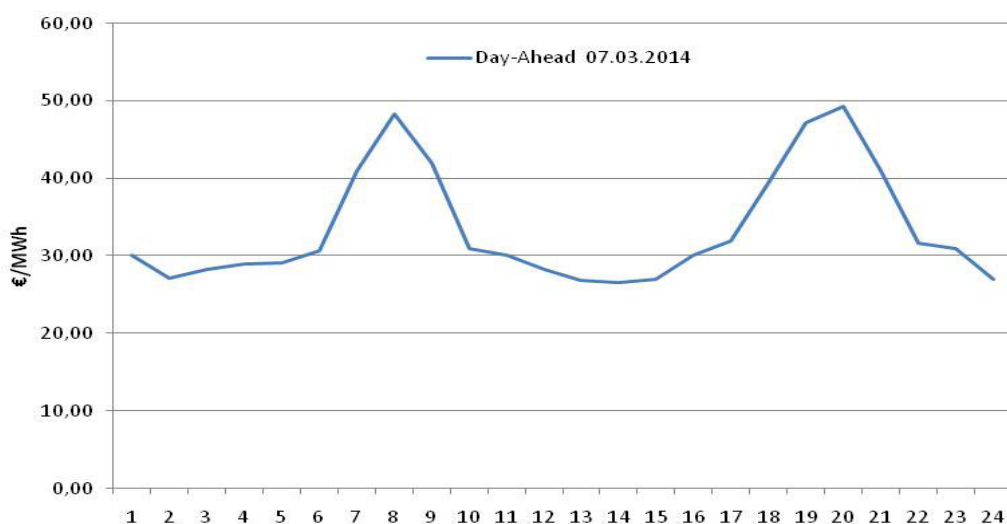


Abbildung 17: EEX-Börsenpreise

Quelle: eigene Darstellung

Dieser Wert bildet sich zum einen aus dem am langfristigen Markt erzielbaren Verkaufspreis, der aktuellen Zulaufsituation zum Speicher sowie dessen Speicherinhalt.

Dieser wird als Energiewert in GWh, aber nicht in Kubikhektometer (hm^3) angegeben. Diese Kenngröße für den Speichereinsatz wird einmal am Tag errechnet. Somit wird der Inhalt eines Speichers mit einer wirtschaftlichen Größe belastet [€/m^3]. Sollte sich dieser Wert mit 0 €/m^3 darstellen, so ist dies ein Anzeichen für einen Zwangseinsatz, das heißt in der Regel, dass der Zulauf oder der Pegelstand atypische Werte zu den Vergleichszeiträumen annimmt. Somit wird der Wasserwert eine bestimmende Regelgröße zur Bewirtschaftung der vorhandenen Tages-, Wochen- und Jahresspeicher.

4.2 Intraday Handel

Die zusätzliche Handelsmöglichkeit an der EPEX-SPOT oder auch mit einem anderen Handelspartner im Intraday-Markt erleichtert die Einhaltung der am Vortag abgeschlossenen Handelsgeschäfte, da im Intraday-Markt strukturelle Schwächen, wie eine Prognoseunsicherheit oder ein Kraftwerksausfall etc., ausgeglichen werden können. Erforderliche Leistungsgradierte von Kraftwerken können unter Umständen mit Ein- und Verkauf am Intraday-Markt auch im $\frac{1}{4}$ Stundenraster abgedeckt werden.

Somit ist es auch möglich, Kraftwerke in einem effizienteren Arbeitspunkt zu betreiben. Des Weiteren bieten sich in diesem, mittlerweile sehr liquiden Markt kurzfristige Möglichkeiten, freie Erzeugungseinheiten entsprechend zu vermarkten oder günstige Energie zu beziehen, um damit die Eigenerzeugung zu entlasten oder zu substituieren.

4.2.1 Intraday und Day-Ahead, 2010 – 2013

Um einen gewissen Überblick, betreffend der Volatilität des Intraday-Marktes, zu erhalten, sind die nachfolgenden Abbildungen für die Jahre 2010 – 2013. Hier lässt sich sehr wohl, unabhängig von lokalen, zeitlich überschaubaren Ereignissen, zeigen, dass hier die Chancen auf einen Mehrerlös gegenüber dem Day-Ahead-Markt durchaus gegeben sind. Als lokale Ereignisse sind hier Kraftwerksausfälle und Prognosedifferenzen bei den erneuerbaren Energien genannt.

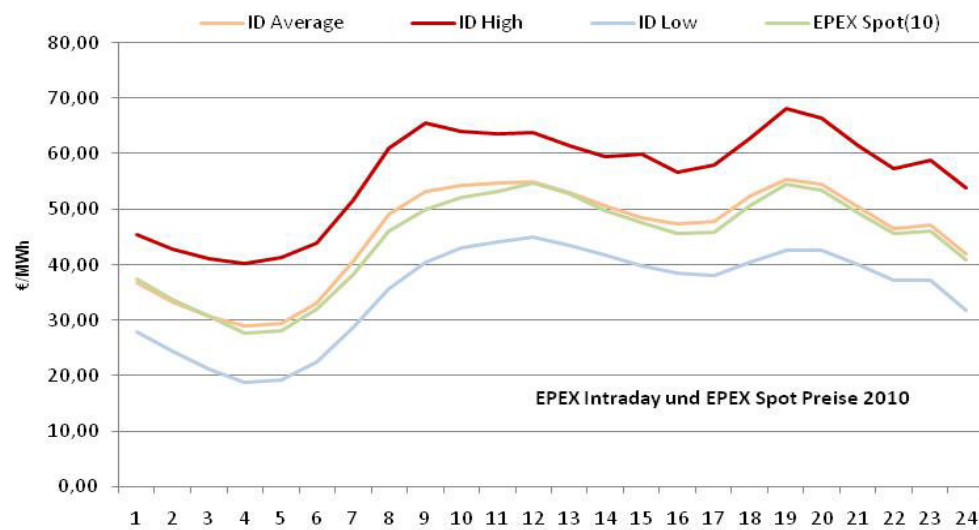


Abbildung 18: EPEX-Intraday-2010

Quelle: eigene Darstellung

In der Abbildung 18 wurde neben dem Day-Ahead Preis auch der minimale und der maximale Preis aus dem Intraday-Markt eingefügt. Es zeigt sich hier, dass über den gesamten Zeitraum die Kontur des Day-Ahead-Marktes auch im Intraday-Markt erhalten bleibt, wenn auch um bis zu 10,00 €/Mwh tiefer oder entsprechend höher.

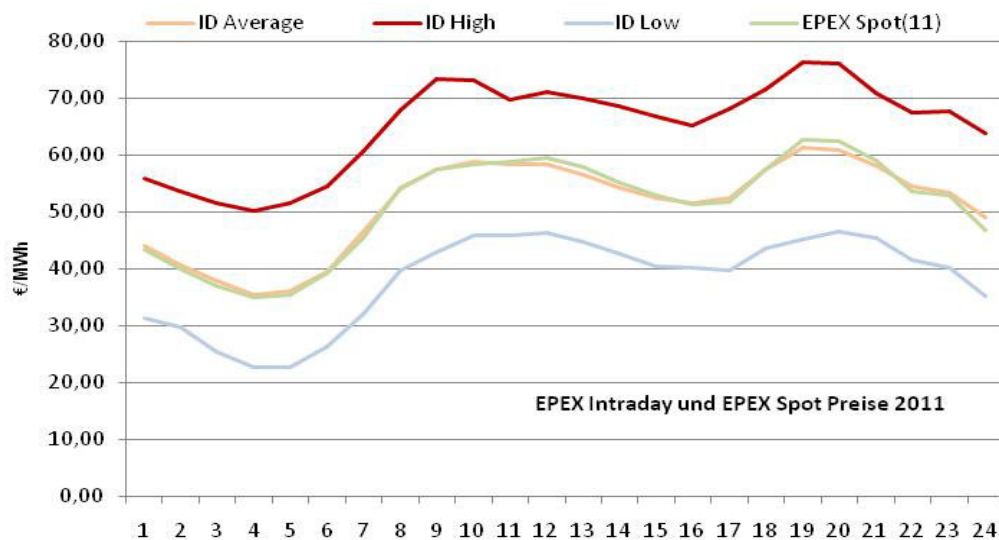


Abbildung 19: EPEX-Intraday-2011

Quelle: eigene Darstellung

Aus der Abbildung 19 ist ersichtlich, dass sich die Morgen- und Abendstunden gegenüber dem restlichen Tagesverlauf leicht erhöht darstellen. In den Stundengebieten werden im Intraday-Handel schon über 70 €/Mwh Erlöst.

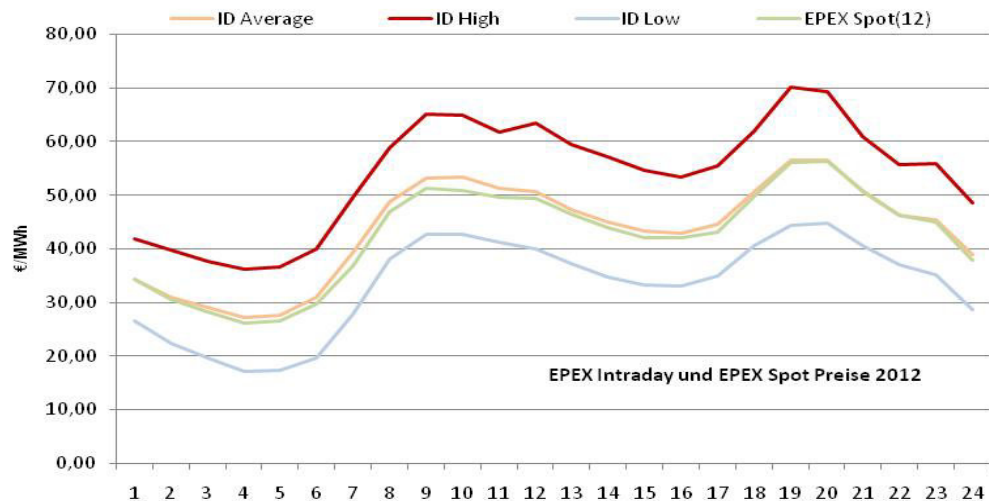


Abbildung 20: EPEX-Intraday-2012

Quelle: eigene Darstellung

Bereits im Jahre 2012, wie aus der Abbildung 20 ersichtlich, beginnen sich die regenerativen Energieerzeugungen auch auf dem Intraday-Markt auszuwirken. In der Nachmittags-senke sind die erzielbaren Preise nicht mehr so belastbar wie noch vor einem Jahr.

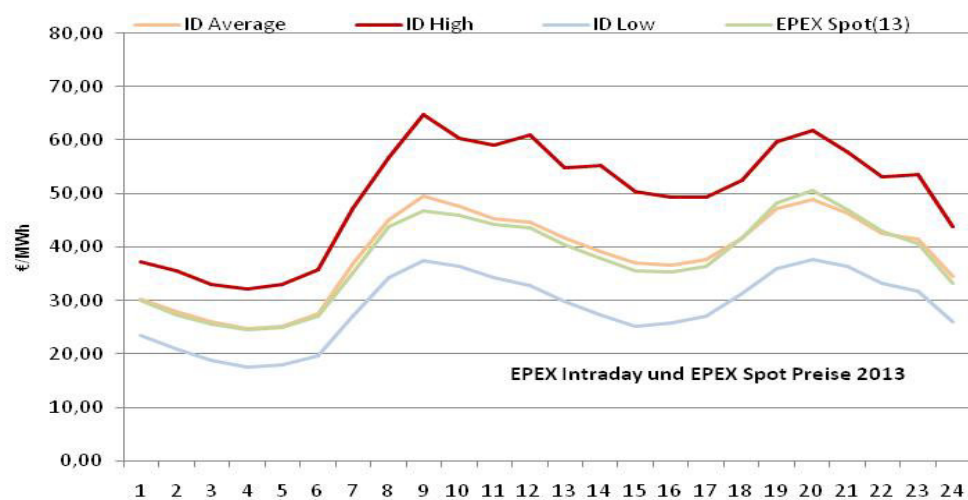


Abbildung 21: EPEX-Intraday-2013

Quelle: eigene Darstellung

Wie aus der Abbildung 21 ersichtlich, geben die Abendstunden auch im Intraday-Handel nach. Sind es im Jahre 2011 noch deutlich über 70 €/Mwh in der Abendspitze, Stunde 18 - 20, so sind im Jahr 2013 nur mehr rund 60 €/Mwh im Stundenhandel an der Börse zu erzielen gewesen.

Die Stunden von 10 bis 17 Uhr, wo Erzeugungseinheiten aus Fotovoltaik auch dem aktuellen Tageshandel mitunter schwer zu schaffen machen, sind im Vergleich mit den anderen angeführten Jahren mittlerweile sehr niedrig ausgeprägt.

Diese Charakteristik der Börsenpreise geht einher mit dem Mehr an erneuerbaren Energiesystemen, wie eben der Fotovoltaik. Ein Grund ist auch die vorhandene, gute Prognostizierbarkeit der Sonneneinstrahlung. Dies ist bei der zweiten wichtigen Gruppe der erneuerbaren Energie, der stark volatilen Windkraft, nicht so einfach. Hier können Prognosedifferenzen an manchen Tagen zu starken Verschiebungen der $\frac{1}{4}$ und ganzen Stunde auf der Erzeugungsseite führen, allerdings hinterlässt dies bei einer Betrachtung eines ganzen Kalenderjahres geringe Spuren.

4.2.2 Wochentag

Um sich über den Intraday-Handel ein genaues Bild machen zu können bzw. um auch freie Kapazitäten der Erzeugung besser positionieren zu können, soll hier noch ein Tag, stellvertretend für die einzelnen Wochentage der letzten Jahre, dargestellt werden.

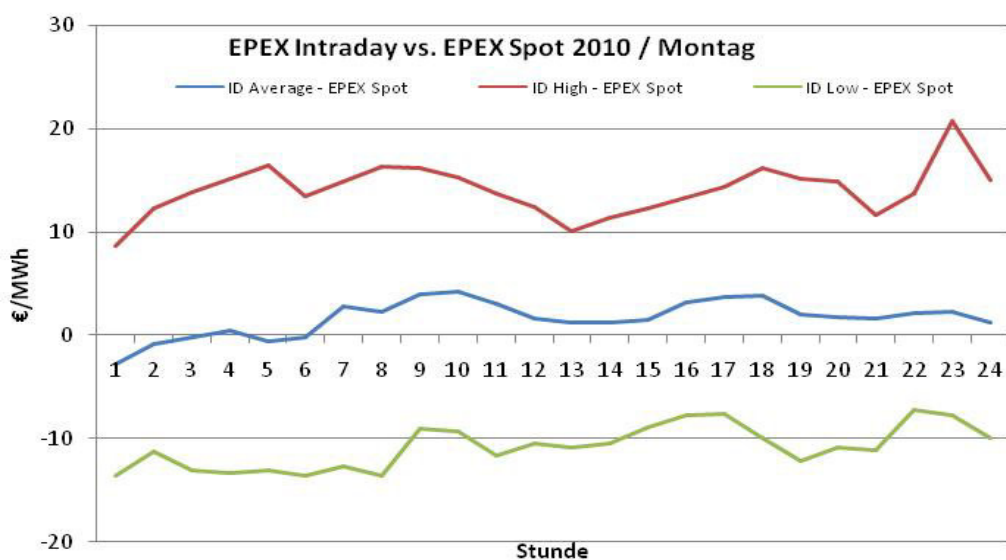


Abbildung 22: EPEX-Intraday-Montag 2010

Quelle: eigene Darstellung

Wie in der Abbildung 22 dargestellt, ist das Preisniveau in diesem Jahr den ganzen Tag leicht über dem Day-Ahead-Preis. In dieser Zeit wäre es sicherlich besser gewesen, größere Mengen an Erzeugung über den Intraday-Markt zu verkaufen, da doch die zu generierenden Erlöse höher gewesen wären.

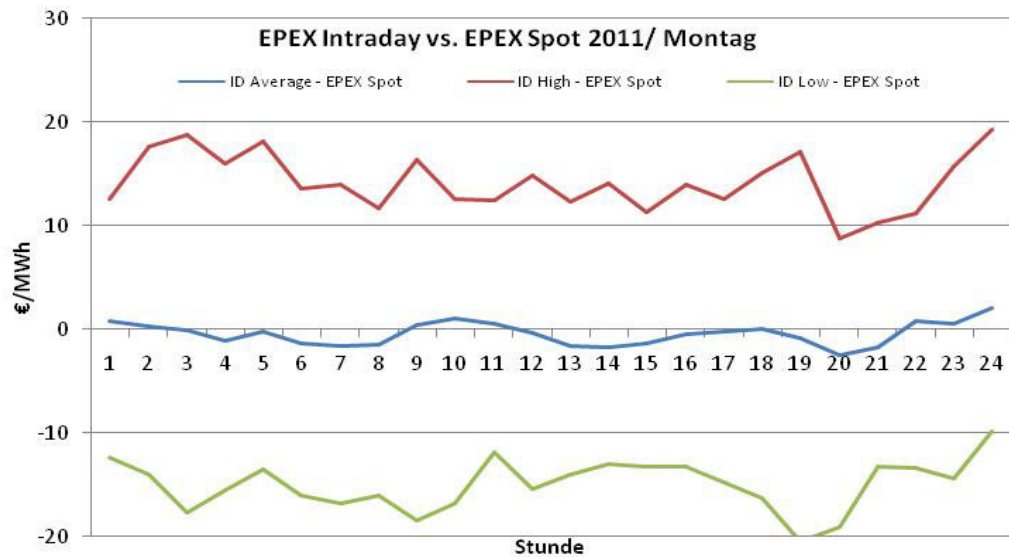


Abbildung 23: EPEX-Intraday-Montag 2011

Quelle: eigene Darstellung

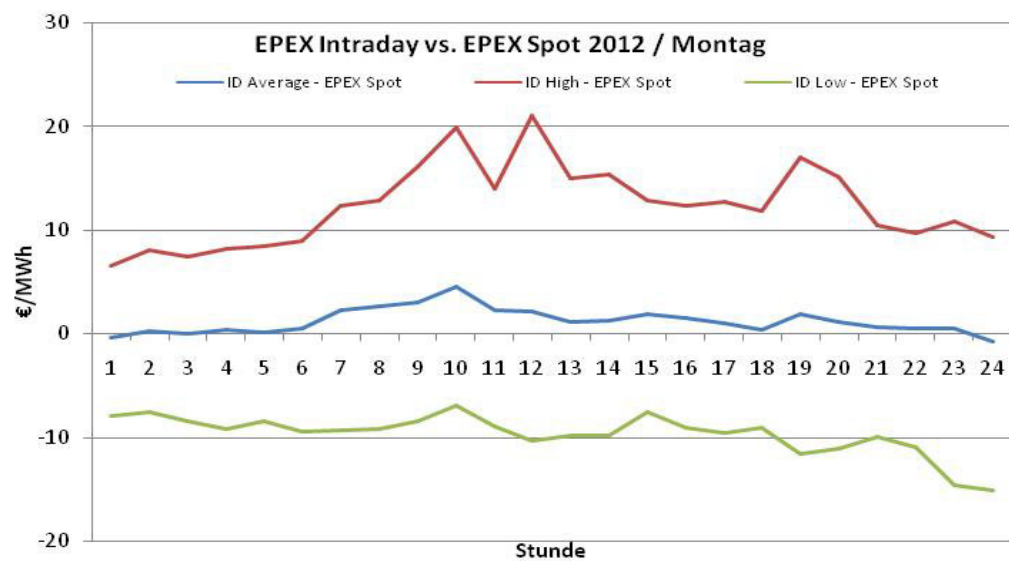


Abbildung 24: EPEX-Intraday-Montag 2012

Quelle: eigene Darstellung

Im Vergleich von 2012 auf das Folgejahr 2013, Abbildung 24-25, lässt sich feststellen, dass der Intraday-Average im Jahre 2013 bereits deutliche Senken in den Nachmittagsstunden aufweist. Dies ist ein signifikanter Hinweis, dass hier die erneuerbaren Energien mit relativ hohem Potenzial in den Markt drängen. Dies ist auch bereits in der Abbildung 14, wo die Preiskurven der Jahre 2010 bis 2013 verglichen werden, explizit dargestellt.

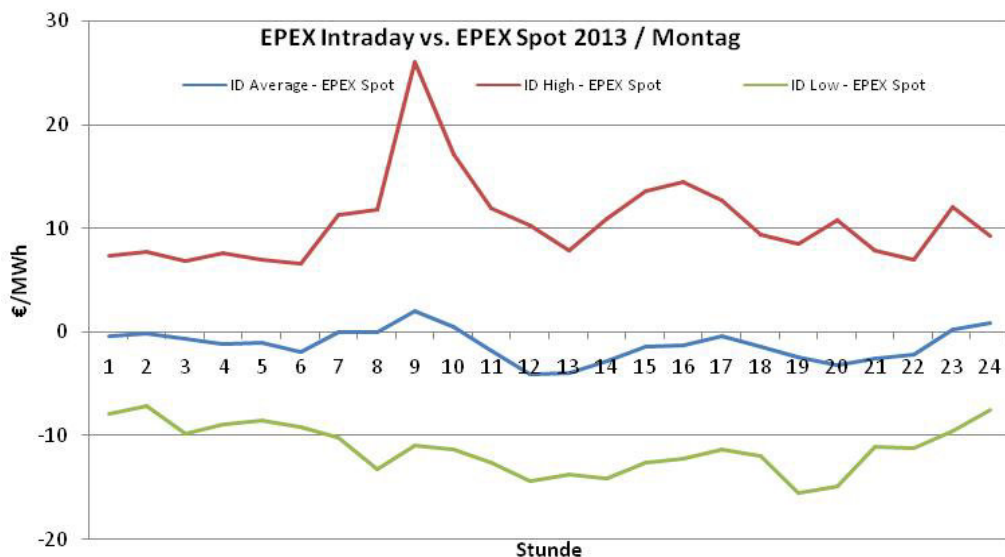


Abbildung 25: EPEX-Intraday-Montag 2013

Quelle: eigene Darstellung

Aus der Abbildung 25 ist klar ersichtlich, dass sich am Wochenbeginn eine deutliche Morgenspitze ausgeprägt hat. Dies rührt davon, dass an den Wochenenden mit der Stromerzeugung aus kalorischen Kraftwerken der nötige Erlös nicht mehr erwirtschaftet werden kann und diese somit abgestellt wird. Mit dem Starten und Hochfahren ergibt sich am Montag dann eine entsprechende Lastrampe. Nur geringfügige Verzögerungen beim Hochfahren der Anlagen erzeugen allerdings im Intraday-Markt in den ¼ Stunden enorme Nachfragen und somit auch entsprechend hohe ¼ Stundenpreise. Dieser kann durchaus über 100,00 €/MWh betragen.

Diese Nachfrage kann von den Speichermaschinen ideal gedeckt werden, da sie doch eine rasche Verfügbarkeit und schnelle Leistungsbereitstellung aufweisen. Die Erlöse liegen hier wesentlich höher als aus dem Day-Ahead-Markt. Allerdings betrifft dies, wie aus der Grafik hervorgeht, nur die Morgenspitze, wo entsprechend hohe Abweichungen auftreten. Die restlichen Stunden verhalten sich grundsätzlich so wie in den vorangegangenen Betrachtungen der gesamten Jahre.

4.2.3 Intraday – Day-Ahead

Eine weitere Möglichkeit, um im Intraday-Markt die Erlösseite zu verbessern, bietet sich im Rückkauf der, am Vortag bereits abgeschlossenen Geschäfte und ein neuerlicher Verkauf zu anderen Stunden im aktuellen Tagesgeschehen. Mit dieser Vorgangsweise wird in der Speicherbewirtschaftung keine zusätzliche Menge aus dem Speicher entnommen, sondern diese nur verschoben. Die Mengenbilanz darf in diesen Fällen keine Differenz aufweisen.

Damit einher geht auch, dass eine Veränderung der Residuallast gegeben ist. Bei entsprechendem Anreiz über den Preis ist diese Vorgangsweise eine zusätzliche Erlösverbesserung und gleichzeitig eine Reduktion von Lastspitzen. Diese Verlagerung der Erzeugung ist allerdings nur dann ohne Abschläge möglich, solange kein Einsatz von einer Speicherpumpe notwendig wird. Denn im Pumpbetrieb ist eine Abwertung der Energiemengen, hervorgerufen durch einen Wirkungsgradfaktor, notwendig.

Das vorliegende Beispiel sollte nun als ein Referenzrechenbeispiel darstellen, inwieweit sich die Erlössituation im aktuellen Tag mit entsprechend gesetzten Maßnahmen verbessern könnte. Als Voraussetzung hierfür gilt allerdings, dass, wie in der Abbildung 26 ersichtlich, der Intraday-Preis unter dem Day-Ahead-Preis zu liegen kommt und entsprechend freie Leistung zur Verfügung steht.

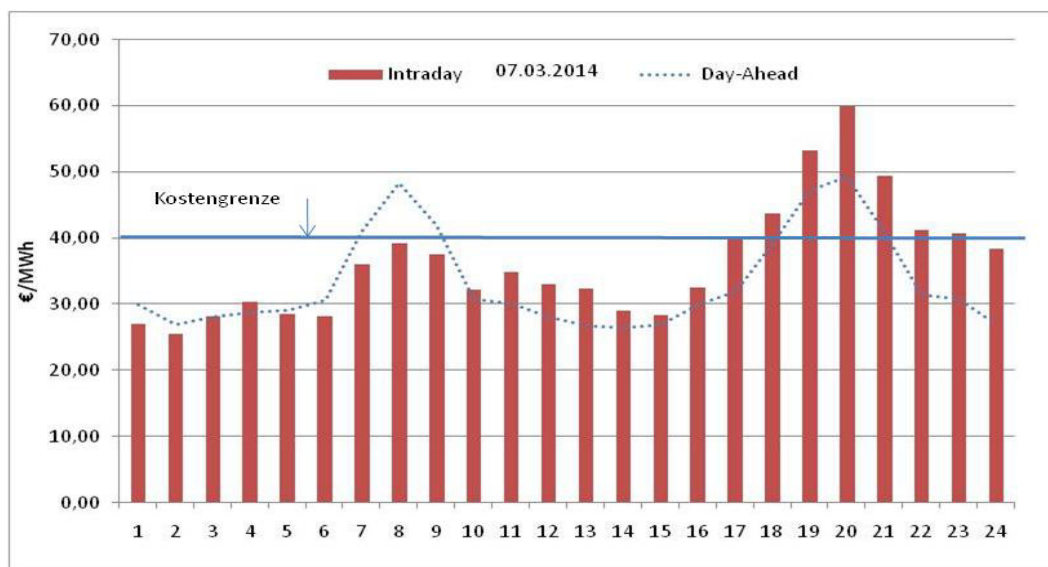


Abbildung 26: EPEX-Intraday-Day-Ahead 07.03.2014

Quelle: eigene Darstellung

In der Abbildung 26 ist die Preiskurve vom Intraday-Markt und dem Day-Ahead-Markt aufgetragen. Gleichzeitig wurde auch ein Limit für den Einsatz von Erzeugungseinheiten, Speichermaschinen, festgelegt. Wenn der Stundenpreis nun von 40,00 €/MWh überschritten wird, dann wird Energie aus Speichermaschinen erzeugt, dies ist lt. Abbildung in den Stunden von 7 – 9 und in den Abendstunden von 19 – 21 der Fall, in Summe sind hier 6 Stunden Turbineneinsatz verkauft worden.

Da im Intraday-Markt nun die Preise in den Vormittagsstunden entsprechend tiefer zu liegen kommen, besteht hier die Möglichkeit, bereits verkaufte Energie wieder über die Börse einzukaufen. Die Lastspitze verringert sich entsprechend um diesen Einkauf.

Stunde	Day-Ahead	Intraday	Menge	Verkauf (DA)	Einkauf (ID)	Delta
	[€]	[€]	MWh	[€]	[€]	[€]
6-7	40,90	36,13	100,00	4.090,00	-3.613,00	477,00
7-8	48,26	39,32	400,00	19.304,00	-15.728,00	3.576,00
8-9	41,92	37,67	100,00	4.192,00	-3.767,00	425,00
DA - ID			600,00	27.586,00	-23.108,00	4.478,00
21-22	31,56	41,27	-400,00	16.508,00	0,00	16.508,00
22-23	30,84	40,80	-200,00	8.160,00	0,00	8.160,00
23-24	26,99	38,39	0,00	0,00	0,00	0,00
DA - ID			0,00	24.668,00	0,00	24.668,00
ID Erlös:		1.560,00				29.146,00

Abbildung 27: Intraday-Day-Ahead Verlagern

Quelle: eigene Darstellung

Diese Mengen können in einem weiteren Prozess wieder an der Strombörse EPEX-SPOT angeboten werden. Es erfolgt somit eine Verschiebung der Aufbringung, die Wasserbilanz im entsprechenden Speicher verändert sich nicht. Insgesamt können an diesem Tag nun bereits Erlöse aus 7 Stunden Turbineneinsatz lukriert werden. Die Verlagerung der Erzeugung, von 7 – 9 in den Zeitbereich 21 – 24, verbessert die Erlössituation für die bereits verkaufte Energie nochmals um 1560,00 €. Dies ist aber nur mit den Speicherkraftwerken auf Grund der mit diesen Anlagen verbundenen Flexibilität möglich.

4.2.4 Prognoseabweichungen

Da die Vortagesplanung mit einer gewissen Ungenauigkeit behaftet ist, sind zumindest im laufenden Tag die Einsatzpläne der verwendeten Kraftwerke entsprechend zu adaptieren. Die zusätzlichen Handelsmöglichkeiten an der Intraday-Börse sowie dem OTC-Markt erleichtern die Einhaltung der am Vortag abgeschlossenen Geschäfte.

Allerdings wird bereits vor etwaigen Handelstätigkeiten eine eindeutige Zuweisung der Abweichungen abzuklären sein. Zum einen kann ein Prognosefehler in der Erzeugung liegen und zum anderen kann auch die Einschätzung vom Kundenbedarf mit variablem Bedarf differenzieren.

Die Prognoseabweichungen von der Erzeugung können eindeutig zugeordnet und am freien Handelsmarkt ausgeglichen werden, um in einer ex-post Analyse diese Abweichungen auch monetär bewerten zu können. Damit kann auch gleich eine Aussage über die vorangegangene Prognosequalität getroffen werden.

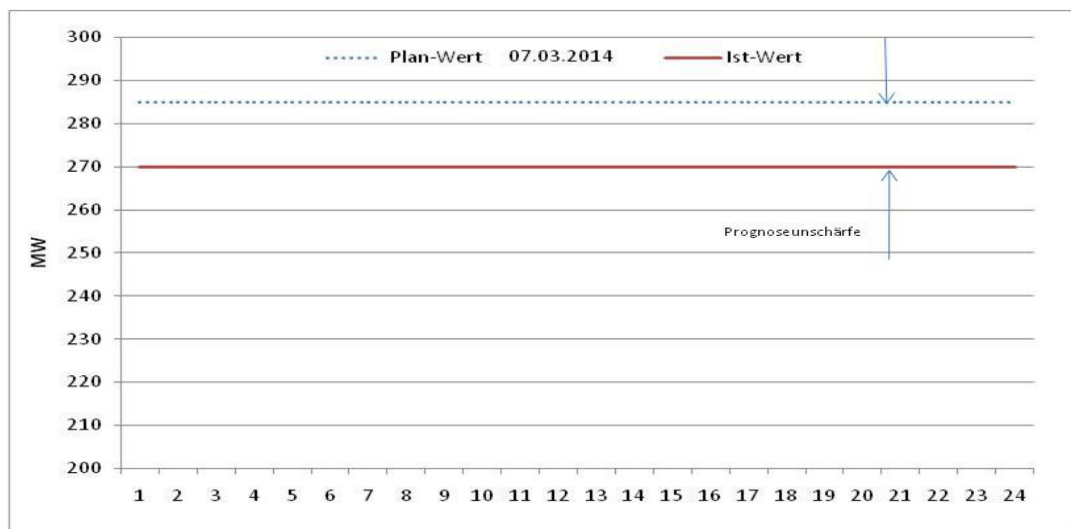


Abbildung 28: Abweichung Plan-Ist

Quelle: eigene Darstellung

Wie in der Abbildung 28 dargestellt, wurde hier die Erzeugung aus Grundlastkraftwerken zu optimistisch eingeschätzt. Für die Aufbringung ergibt sich in diesem Beispiel eine Differenz von rund 15 MW, welche nun am Markt zugekauft oder durch Eigenerzeugung aufgebracht werden muss, da alle abgeschlossenen Handelsgeschäfte erfüllt werden müssen.

07.03.2014	DayAhead	Intraday	Differenz	Kosten/Erlös
	[€/MW]	[€/MW]	[MW]	[€]
base (0-24)	33,43	36,31	15,00	13.071,60
peak (8-20)	34,09	38,15	15,00	6.867,00

Abbildung 29: Kosten Ersatzbeschaffung

Quelle: eigene Darstellung

In der Abbildung 29 sind die Kosten für diese Ersatzbeschaffung dargestellt. Es besteht die Möglichkeit, entsprechend der Erzeugungssituation, das Base- oder aber nur das Peak-Produkt einzukaufen.

Wenn nun allerdings die Schattenpreise, oder auch Wasserwerte, der Speicher geringer sind als die oben angeführten Tagespreise, wird aus Eigenerzeugung diese Differenz, hervorgerufen durch Prognoseungenauigkeit, erstellt. Es kommt somit zu einem erhöhten Einsatz aus Speicherkraftwerken. Im anderen Fall, einer Mehrerzeugung aus der Laufkraft, wird der Speichereinsatz entsprechend entlastet.

4.2.5 Tageswälzen

Unter dieser Bezeichnung ist das Hochpumpen von Wasser in einen höher gelagerten Speicher durch Energieaufnahme und anschließend das Abfahren dieses Speichers zur Energiegewinnung zu verstehen. Bei dieser Art der Verlagerung, Einkauf in den Nachtstunden von 0-6 Uhr, ist allerdings auch noch ein Pumpwirkungsgrad zu berücksichtigen. Dies heißt, dass die gepumpte Energiemenge um den Pumpwirkungsgrad abgewertet werden muss. In der allgemeinen Literatur wird dieser Wirkungsgrad mit 0,75 angeführt.¹⁰

Vor der Liberalisierung der Energiewirtschaft war die Preisdifferenz zwischen den Tag- und Nachtstunden die bestimmende Größe für die Errichtung von Großspeicheranlagen im alpinen Gelände. Diese Differenz zwischen Base und Peak ist stark rückläufig, sodass diese Anreizargumente für eventuelle Neuerrichtung keine Gültigkeit mehr besitzt.

Ein weiteres Problem von dem Tageswälzen wird zunehmend, dass sich in den Nachmittagsstunden die einzelnen Stundenpreise nicht auf das Wasserwertniveau der vorgegebenen Verkaufsbarriere annähern.

In den restlichen Stunden des Tages sind für das Abfahren von dem natürlichen Zulauf bereits die besten 6 Stunden des Tages belegt. Eine Möglichkeit, trotz dieser Rahmenbedingungen am Markt erfolgreich zu sein, kann die Veränderung des starren Preisregimes Intraday/Day-Ahead sein.

In der Abbildung 30 sind nun die Einkaufs- bzw. die Verkaufsgrenzen eingetragen. Dies bedeutet, dass in unserem Beispiel Energie bei einem Preis unter 20 €/MW eingekauft und bei einem Preis über 40 €/MW wieder verkauft werden kann.

¹⁰Vgl. (VERBUND, 2014).

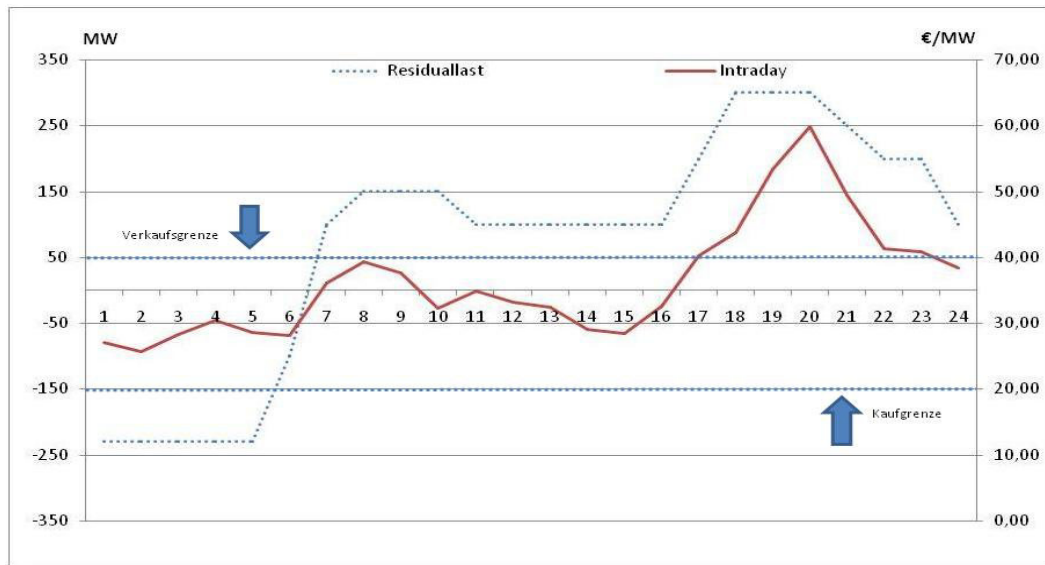


Abbildung 30: Tageswälzen

Quelle: eigene Darstellung

Dies entspricht auch den Rahmenbedingungen, betreffend der vorgegebenen Vermarktungsstrategie, dass die Preisvorgaben aus dem Day-Ahead-Markt erreicht und auch übertroffen werden.

Die Darstellung der Residuallastlinie ist aus den Vortagesprogrammen entstanden und besagt, dass in den Nachtstunden durch Energieüberschuss ein Pumpbetrieb (negative Leistungswerte) und im restlichen Tagesverlauf Turbinenbetrieb (positive Leistungswerte) herrscht. Durch entsprechende preislich limitierte Order an der Strombörse können die nicht in Betrieb befindlichen Erzeugungseinheiten noch vermarktet werden.

In einer ex-post Analyse der Preiskurve vom Intraday-Markt kann festgestellt werden, dass Geschäfte nur in den Abendstunden stattgefunden haben. Die Residuallast hat sich somit auch entsprechend den zusätzlichen Verkaufsprogrammen verändert.

Unter der Voraussetzung, dass sich Prognosefehler oder Kundenverhalten in den Nachtstunden anders darstellen, als in der Vortagesplanung erfasst, kann man bei einem Überschuss diese Energie ebenfalls in die höheren Speicher verlagern. Zum Unterschied mit dem Preisregime der Vorgaben wäre es von Vorteil, diese Energie bereits unter Tag wieder aus dem Speicher zu entnehmen. Die Bewertung der zusätzlichen Energie kann mit den Systemkosten angesetzt werden, dadurch besteht auch bei entsprechend geringeren Preisen ein Anreiz, diese Energie nach Umwertung (Wirkungsgrad Pumpe/Turbine) wieder zu veräußern.

Dies wäre in mehrfacher Hinsicht ein neu zu beschreitender Weg. Zum einen kann bereits unter Tag ein Erlös generiert werden, wo sonst keine Möglichkeiten, betreffend Zusatzerlös, gegeben sind. Zum anderen, und das scheint der noch wesentlichere Punkt zu sein,

komme ich nicht in eine Zwangssituation, betreffend dem Speichereinsatz, wenn die Pegel auf Grund der Zulaufsituation stark im Steigen sind.

Dazu sind allerdings genaue Aufzeichnungen, betreffend der Energieaufkommen und deren Bewertung, zu führen. In den komplexen Speichersystemen und deren vielfältiger Verwendung kann man hier allerdings auch schnell an Grenzen stoßen, darüber hinaus würde sich die wirtschaftliche Situation durchaus verbessern.

Wenn die Überschussenergie nun gespeichert und nur entnommen wird, wenn die entsprechenden Wasserwerte erreicht werden, so kann es durchaus vorkommen, dass der Pegel im Speicher nur steigt. Der steigende Pegel und keine Entnahme löst allerdings wieder einen fallenden Wasserwert aus. Somit wirkt diese zusätzliche Energie eigentlich kontraproduktiv auf das Gesamtsystem ein.

4.2.6 ¼ Stundenhandel

Um die ¼ Stunden zu handeln, gibt es derzeit nur die Möglichkeit, dies im Intraday-Markt umzusetzen. Die einzelnen ¼ Stundenwerte können hier allerdings relativ große Abweichungen gegenüber den Stundengeboten erreichen. Mit einer Produktion im Hintergrund besteht hier durchaus Potenzial, um weitere Erlöse zu generieren. Allerdings ist es wenig zielführend, für ¼ Stunde eine Turbine in Betrieb zu nehmen, auch wenn die Preise weit über den Wasserwert oder den Day-Ahead-Preis steigen. Die Kosten für einen so kurzen Einsatz stehen in keinem Verhältnis zu den erzielbaren Erlösen in dieser ¼ Stunde.

10.04.2014	Kauf (Bid = Angebot)			Verkauf (Ask=Nachfrage)			Day-Ahead
Stunde	k.Menge	Menge	Preis	Preis	Menge	k.Menge	Preis
	MWh	MW	€/MW	€/MW	MW	MWh	€/MW
09 -10	2322,90	25,0	50,60	70,00	50,0	2674,7	60,89
9Q1	981,50	30,0	56,00	103,31	15,0	984,5	0
9Q2	601,50	30,0	55,00	88,00	15,0	596,5	0
9Q3	597,70	30,0	36,10	67,18	15,0	957,7	0
9Q4	1163,70	30,0	20,00	60,00	15,0	1167,7	0
10 - 11	3040,20	25,0	50,01	81,00	50,0	3490,4	54,91
10Q1	579,80	10,0	37,00	90,38	20,0	579,8	0

Abbildung 31: ¼ Stundenhandel

Quelle: eigene Darstellung

Wie in der Abbildung 31 ersichtlich, sind $\frac{1}{4}$ Stundenwerte weit über oder weit unter dem tatsächlichen Stundenpreisen vom Vortag. Der Day-Ahead-Preis von dieser Stunde lag bei 60,89 €/Mwh. Im Intraday-Handel ist aber das Preisspektrum von 50,60 €/Mwh bis zu 70,00 €/Mwh realisiert worden. Dies entspricht grundsätzlich der Schwankungsbreite des Energiepreises, welcher bereits im Punkt 4.2.1 näher erläutert wurde.

Die Darstellung der Markttiefe ist hier ohne Bedeutung, allerdings ist hier schon erkennbar, dass zum einen die Verkaufseite preismäßig aufsteigend und die Kaufseite preismäßig absteigend sortiert ist. Interessant ist, dass bereits in den $\frac{1}{4}$ Stunden im Schnitt bis zu 800 Mwh gehandelt wurden. Mit einem erheblichen Risiko verbunden, ist es möglich, auch die einzelne Stunde gegen die 4 - $\frac{1}{4}$ Stunden entsprechend zu handeln. Mit einem entsprechenden Asset im Hintergrund wird dieses Risiko allerdings sehr stark reduziert.

4.2.7 Reserveleistungen

Das Stromangebot und die Stromnachfrage müssen sich zu jedem Zeitpunkt decken. Um dieses Marktgleichgewicht zu finden, verlassen sich die Käufer und Verkäufer an den Strombörsen und auch im OTC Handel auf die Prognosen. Aber keine Prognose ist tatsächlich ohne Abweichung. Kraftwerke können ausfallen, die Nachfrageschwankungen sind nicht exakt vorhersehbar.

Die Netzbetreiber¹¹ müssen somit zu jeder Stunde entsprechende Reservekapazitäten abrufbereit haben. Diese können von entsprechend präqualifizierten Kraftwerksanlagen gegen entsprechendes Entgelt zur Verfügung gestellt werden. Mit dem Anbieten von Minutenreserven werden allerdings auch entsprechende Erzeugungseinheiten aus dem Intraday-Handel ausgeschlossen, da eine entsprechende Doppelvermarktung untersagt ist.

Allerdings wird alleine die Bereitstellung dieser Form der Regelleistung mit einem Leistungspreis entsprechend vergütet. Mit dem Erlös aus dem Leistungspreis sind allerdings bei keinem Kraftwerk die Betriebskosten gedeckt. Bei Inanspruchnahme dieses Angebotes durch den Netzbetreiber wird zusätzlich zu dem Leistungspreis nun auch der Arbeitspreis für die Dauer der Inanspruchnahme in Rechnung gestellt.

Wie in der folgenden Abbildung 32 dargestellt, kann nun dieser Abruf sowohl in Liefer- als auch in Bezugsrichtung stattfinden. Hier können die Preise beträchtlich schwanken und mit dem Intraday-Markt nicht verglichen werden.

¹¹ Deutschland (Amprion GmbH/50 Herz Transmission GmbH/TransnetBW GmbH/Tennet TSO GmbH), Österreich (APG).

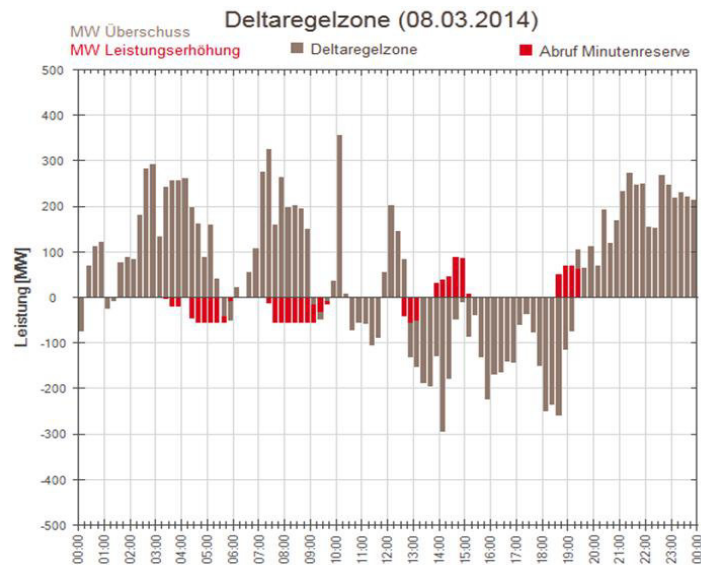


Abbildung 32: Deltaregelzone APG

Quelle: APG Austrian Power Grid, 2014

Es wird hier zwischen einem Leistungs- und Arbeitspreis differenziert. Der Leistungspreis kommt nur für die Bereitstellung, der Arbeitspreis für die Inanspruchnahme der angeforderten Leistung, über den entsprechenden Zeitraum, zur Verrechnung.

	Leistung	L-Preis	A-Preis
	[MW]	[€/MW]	[€/MWh]
Lieferung	25,00	5,85	150,00
Bezug	25,00	1,82	-40,00

Abbildung 33: Reserveleistung

Quelle: eigene Darstellung

Wenn auch die als ein Beispiel in der Abbildung 33, angeführten Zahlen für den Arbeitspreis sehr hoch erscheinen, so ist zu bedenken, dass diese Anlage für den Intraday-Markt nicht verfügbar ist. Die Wahrscheinlichkeit, zu einer Liefer- oder Bezugsverpflichtung herangezogen zu werden, ist relativ gering im Verhältnis zu den Bereitschaftsstunden. Dass diese Angebote auch schlagend werden, liegt deutlich unter 20%.¹² In diesem Zeitraum hätte man diese Anlage auch im Intraday-Markt / Day-Ahead-Markt mit entsprechenden Erlösen vermarkten können.

¹² Vgl. E-CONTROL, 2014.

In Zukunft wird die Regelenergiebereitstellung, bedingt durch eine verminderte Erzeugung aus konventionellen, thermischen Erzeugungseinheiten und einer erhöhten Erzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien, tendenziell stark zunehmen.

Dies wird auch eine höhere Leistungsbereitstellung seitens der konventionellen Kraftwerksbetreiber erfordern, um Reservedienstleistungen entsprechend anbieten zu können. Die kommenden Anforderungen haben auch starke Auswirkungen auf einen energiewirtschaftlichen Betrieb der großen Speicher.

4.2.8 Erneuerbare Energie

Einen weiteren großen Faktor im Intraday-Markt und den entsprechenden Preisbewegungen stellen die Energiegewinnung aus Wind und Sonne dar. Alleine die Energieerzeugung aus der Sonneneinstrahlung lässt sich bereits sehr gut prognostizieren. Der Zeitbereich der Einstrahlung ist, entsprechend den Jahreszeiten und dem Tagesverlauf, bestimmt. Prognoseabweichungen sind somit über den Tagesverlauf auf einen kurzen Zeitbereich eingeschränkt.

Bei der zweiten Gruppe der erneuerbaren Energien ist dies leider nicht der Fall. Die Prognose und damit auch die Abweichungen können sich über den ganzen Tag verteilen. Hier haben die Speicher- und Pumpspeicher die Möglichkeit, kurzfristig Energie zu liefern oder zu übernehmen.

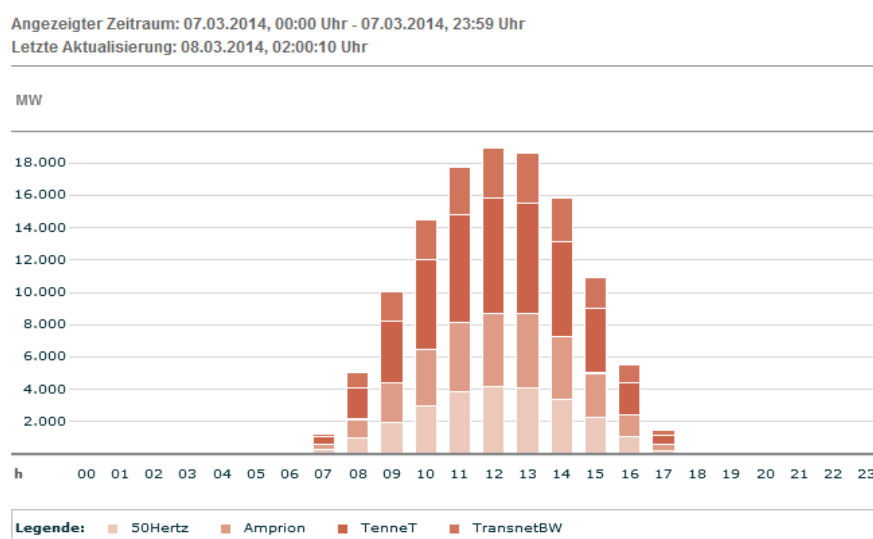


Abbildung 34: Erzeugung-Photovoltaik

Quelle: EEX-Transparenzplattform, 2014

Wie aus der Abbildung 34 zu erkennen ist, beginnt die Stromerzeugung in den wichtigsten Regelzonen in Deutschland ab 7 Uhr morgens und erreicht mit rund 18000 MW als Mittagsspitze ihr Maximum. Gleichzeitig zu dieser Gruppe drängt nun die stärker fluktuierende Erzeugung aus Windkraft ebenfalls auf den Intraday-Markt.

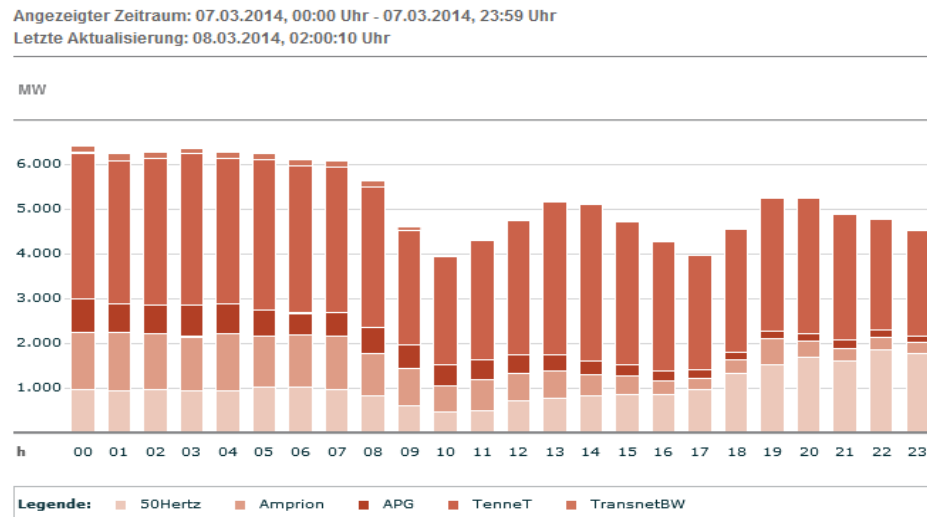


Abbildung 35: Erzeugung-Windkraft

Quelle: EEX-Transparenzplattform, 2014

In der Abbildung 35 ist nun die Erzeugung über einen gesamten Tag dargestellt. Hier kann man auch die Einsenkungen und somit schwankende Erzeugung gut erkennen. Entsprechend der Prognoseungenauigkeit, hat dies nun Auswirkungen auf den Tageshandel.

In der nachfolgend Abbildung 36 sind nun die Stundenpreise aus dem Day-Ahead-Handel und dem Intraday-Handel in einer ex-post Analyse gegenübergestellt. Die Preise haben sich im Tagesverlauf, entsprechend der Prognosefehler bei Solar- und Winderzeugung, entwickelt.

Gut erkennbar ist hier, dass die Vormittagspreise keine Entwicklungsmöglichkeiten hatten, denn die Windproduktion ist entsprechend höher ausgefallen. Die Preise haben somit ein Kaufsignal für den Speicher gesetzt. In diesem Zeitfenster, lt. Abbildung 36, kann somit der Speicher im Intraday-Betrieb durch entsprechenden Zukauf auch reduziert werden. Durch die Ersatzbeschaffung kann diese Energie nun zu einem späteren Zeitpunkt aus dem Speicher wieder abgerufen werden.

Die Abendstunden verhalten sich genau entgegengesetzt. Hier ist scheinbar die Differenz zwischen Plan- und Isterzeugung entsprechend der Preiskurve verlaufen. Da die Preise in diesen Stunden über dem Wasserwert liegen, wird hier nun ein Verkaufssignal für den

Speicher gesetzt. Durch das Ausbleiben von Windenergie besteht nun die Möglichkeit, mit einem gezielten Speichereinsatz die Erlössituation für diesen Tag entsprechend zu verbessern.

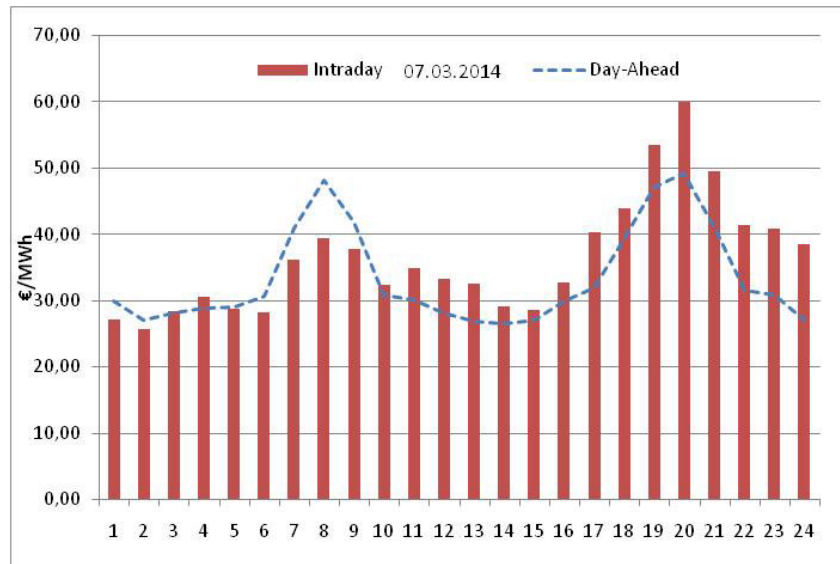


Abbildung 36: Intradaypreise

Quelle: eigene Darstellung

Die grafische Darstellung der erneuerbaren Energien hier im Zusammenhang mit der Preiskurve Intraday und Day-Ahead lassen auch die Möglichkeiten für die konventionellen Kraftwerke erkennen. Diese Möglichkeiten, um am Tagesmarkt erfolgreich zu sein, betreffen allerdings nur die flexiblen Kraftwerke, denn die Grundlastkraftwerke können ihren Einsatz nicht so rasch an die Anforderungen anpassen.

4.2.9 Negative Preise

Auf dem Strommarkt werden die Preise ebenso durch Angebot und entsprechender Nachfrage gebildet. Dies ist unter anderem von mehreren Umweltfaktoren, wie Klima, Jahreszeit oder auch Kundenbedürfnissen, abhängig. Auf dem deutsch/österreichischen und dem französischen Markt können nun die Preise auch unter Null fallen. Bei entsprechenden Situationen sind diese negativen Preise nun ein guter Indikator im Markt, dass Erzeuger ihre weniger flexiblen Kraftwerke weiter reduzieren oder sogar abstellen sollen.

Wenn allerdings der Abstell- und Anfahrvorgang für so manche Grundlastkraftwerke teuer kommt, so werden diese Kosten in dem Moment der negativen Preise akzeptiert. Entstehen diese negativen Preise nur im Intraday-Markt, dann führt dies für die Pumpspeicher zu einer zusätzlichen Verbesserung ihrer Erlössituation.

Bereits bei geringen positiven Preisen kann diese übernommene Energiemenge im Tagesverlauf wieder im Markt abgesetzt werden. Man kann auch mit dem Einspeichern dieser billigen Energie und einer späteren Vermarktung auf höhere Verkaufspreise spekulieren. Hier besteht allerdings ein gewisses Erlörisiko, hervorgerufen durch die schwankende Preissituation durch Angebot und Nachfrage.

Die Anzahl der Tage, an denen negative Preise entstanden sind, hat sich von 2010 mit 17 Tage auf 30 Tage im Jahre 2013 stark erhöht. In der Abbildung 37 wird dies an einem Beispiel dargestellt, bei dem über mehrere Stunden die Preise stark negativ waren.

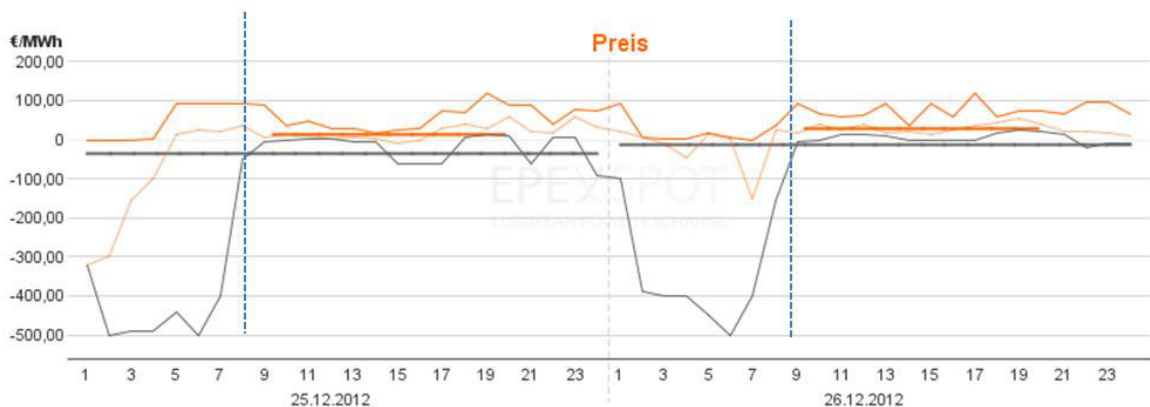


Abbildung 37: Negativer Börsenpreis

Quelle: EPEXSPOT European Power Exchange, 2014

Man kann sehr gut erkennen, dass diese stark negativen Stunden nur von 0 – 8 Uhr stattgefunden haben. Für diesen kurzen Zeitraum kann kein kalorisches Kraftwerk abgestellt werden und anschließend wieder in Betrieb gehen, ohne entsprechende Kosten zu verursachen.

Mit einem Pumpspeicher kann hier selbstverständlich die eigene Erlössituation entscheidend verbessert werden. Für einen Pumpbetrieb von 8 Stunden mit einer 200 MW Pumpleistung über den oben dargestellten negativen Zeitbereich ergibt dies somit € 480.000,-. Nach Berücksichtigung der Pumpverluste ergeben sich daraus 6 Stunden Turbinenbetrieb, welche zusätzlich zu diesem Erlös vermarktet werden können.

4.2.10 Fallbeispiele Zusammenfassung

Mit den vorangegangenen Beispielen wurden die Möglichkeiten im Intraday-Handel mit den flexiblen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken dargestellt. Starke Preisbewegungen an der Strombörse EPEX wurden ausgenutzt, um die technischen Möglichkeiten von den Speicherkraftwerken entsprechend zu nutzen. Durch Zu- und Verkauf von Energie konnte die Erlössituation im laufenden Tag verbessert und so auch ein Beitrag zur Kostendeckung generiert werden.

Trotz der deutlich höheren oder tieferen Preise im Intraday-Handel gegenüber dem Day-Ahead-Handel kann man aber nicht auf einen wirtschaftlichen Erfolg für das ganze Jahr schließen. Um diesen Erfolg auf Jahresbasis bei den derzeit vorliegenden Preisen langfristig abzusichern, wird es notwendig sein, entsprechende Vergütungen für Systemdienstleistungen zu erhalten. Nur mit dem Verkauf von Zulauf und Wälzprogrammen sind die Speicher mit ihren hohen Fixkosten und dem Wartungsaufwand in diesem wirtschaftlichen Umfeld nicht mehr kostendeckend zu betreiben.

Durch den technologischen Fortschritt wird sich auch im Bereich der Prognosemöglichkeiten und deren besserer Voraussage noch Entscheidendes tun. Dies kann durchaus zur Folge haben, dass sich die derzeit aufgezeigte Volatilität im Intraday-Markt auch reduzieren wird. Entsprechend der Tagessituation, würde es durchaus Sinn machen, sich von den Vorgaben der Wasserwerte und der Benchmark des Day-Ahead-Preises zu lösen.

Von entscheidender Bedeutung ist es allerdings auch, wann ein zusätzlicher Speicher nun zum Einsatz für eine Mehrerzeugung kommt bzw. durch einen Einkauf substituiert wird. Denn jeder einzelne Speicher gehört zu einer Gruppe und kann in dieser durchaus auch eine Wechselwirkung erzeugen. Die Reihung, betreffend einen Einsatz, erfolgt neben dem Wasserwert als Führungsgröße auch in Hinblick auf die Auswirkungen eines Betriebes.

Durch die vorhandenen langen Wasserlaufzeiten kann ein Speichereinsatz bis zu 24 Stunden später in einem Laufkraftwerk weitere Energie erzeugen. Diese Erzeugung kann allerdings zu einem Zeitpunkt erfolgen, wo keine Nachfrage bzw. auch kein Bedarf mehr besteht. Somit kann ein Intraday-Speichereinsatz mit entsprechendem monetärem Erfolg auf den zweiten Blick doch nicht als solcher bewertet werden. Dies gilt es bei der Intraday-Vermarktung immer zu beachten.

4.3 Risiko

Bei den Risiken, welche auch am Strommarkt auftreten können, unterscheiden wir folgende Kategorien:

- Preisrisiko:
Für den Erzeuger entsteht dann das Preisrisiko, wenn er seine Erzeugungskapazitäten nicht mehr kostendeckend im Markt absetzen kann. Die großen Preisschwankungen, welche durch das Angebot und die Nachfrage entstehen, lassen sich nicht vorausberechnen, sodass auch die Erlösseite dieser Volatilität unterliegt.
- Natur- Prognoserisiko:
Da der Hydro-Kraftwerksverbund im erhöhten Maße auch von klimatischen Bedingungen abhängt und dem daraus folgenden Prognoserisiko ausgesetzt ist, kann es vorkommen, dass weniger effiziente Kraftwerke wieder in Betrieb gehen müssen. Allerdings kann auch der Fall eintreten, dass sogenannte must-run Anlagen nicht abgestellt werden können und diese produzierte Energie am Markt nicht kostendeckend abgesetzt werden kann.
- Kundenrisiko:
Bedingt durch die Liberalisierung im Strommarkt, können bestehende Kunden rasch den Anbieter wechseln. Langfristig bereits eingepreiste Mengen verbleiben nun beim Produzenten, dieser kann diese Mengen nun nicht mehr kostendeckend absetzen.
- Technisches Risiko:
Das technische Risiko hat sich mit der Liberalisierung allerdings nicht verändert. Ein Kraftwerk kann ausfallen, der Netzbetreiber kann die Übertragungskapazität einschränken. Erst in solchen Fällen rückt die Tatsache in den Focus, dass gerade bei der Ware Strom nach dem Handelsgeschäft im Intraday-Markt die physikalische Erfüllung folgen muss.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass gerade der Stromhandelsmarkt neben den Risiken, welche normal mit dem Handel auf einem Großmarkt verbunden sind, insbesond-

re ein Preisrisiko aufweist, welches in dieser Ausprägung auf keinem anderen Handelsmarkt zu finden ist.

Diese deutliche Ausprägung ist nicht nur auf die normale Schwankungsbreite des Marktes zurückzuführen, sondern im Wesentlichen auf die Tatsache, dass Strom in größeren Mengen nicht gespeichert werden kann. Dazu fehlen einfach die technischen Möglichkeiten und Voraussetzungen.

Das Risiko, dass auf dem Markt nicht zu jedem Zeitpunkt ein ausreichendes Volumen bei Angebot und Nachfrage vorhanden ist, hat sich in den letzten Jahren auf Grund der gestiegenen Anzahl an Marktteilnehmern deutlich reduziert. Die Liquidität und damit auch die Energieverfügbarkeit hat auf diesem Markt durch die Teilnahme von unzähligen Handelsteilnehmern, wie Erzeuger, kleine EVU, Stadtwerke, Broker und reine Händler, stark gewonnen.

Ein weiteres Risiko besteht in der Form des Kontrahentenrisikos für Stromgeschäfte, welche OTC,¹³ also über den Telefonhandel abgeschlossen werden. Dies stellt vor allem auf dem stark volatilen Strommarkt ein erhebliches Risiko gegenüber dem Handel an der EPEX-SPOT dar, wo das Ausfallsrisiko von Lieferungen / Bezug oder auch von der monetären Seite durch die Börse mit entsprechenden Sicherheiten getragen wird.

Für den Intraday Handel selbst ist nun beinahe jedes Risiko, außer dem eines Zwangseinsatzes, hervorgerufen durch eine unscharfe Prognose, überschaubar. Denn tagesaktuell können diese Geschäfte, ob Kauf oder Verkauf bei diffusen Handelspartnern, durchaus auch unterlassen werden.

Aus der Geschäftssituation heraus besteht nur die Verpflichtung, die abgeschlossenen Programme des Vortages zu erfüllen. Bei Ausfall von eigenen Erzeugungseinheiten sind die Programme zu den entsprechenden Kunden durch gezielte, kurzfristige Gegengeschäfte zu substituieren.

¹³ Nicht für OTC (Over the Counter), welche an der EPEX abgeschlossen werden.

5 Intraday-Markt, kritische Betrachtung

5.1 Allgemein

Die Strombörse EPEX-SPOT mit dem Day-Ahead und Intraday-Handel deckt die Märkte Frankreich, Deutschland, Schweiz und Österreich ab. Gemeinsam repräsentieren diese Länder mehr als ein Drittel des europäischen Stromverbrauches. Hier kann Strom grenzüberschreitend noch bis 45 min. vor Lieferbeginn gehandelt werden. Innerhalb einer Regelzone noch bis 15 min. vor Lieferbeginn. Diese Tatsache ermöglicht es den einzelnen Akteuren im Markt, ihr Portfolio entsprechend zu optimieren.

Die Preisvolatilität, welche von Prognosefehler hervorgerufen wird, hat nicht nur Erzeuger in diesen Markt gebracht. Auch unzählige Händler und Broker, welche nur die Handelsdifferenz zwischen Kauf- und Verkaufsgeschäft zum Ziel haben, sind mittlerweile sehr stark vertreten. Im Jahr 2010 wurden an der Strombörse 189 Teilnehmer registriert, diese sind bis 205 Teilnehmer im Jahr 2012 angestiegen.

Für die Börse selbst hat sich durch die große Anzahl an Handelsteilnehmer auch die Liquidität entsprechend erhöht. Zu sehen ist auch, dass sich das getätigte Handelsvolumen in den letzten Jahren entsprechend verbessert hat. Der kurzfristige Handel gewinnt immer mehr an Bedeutung, siehe Abbildung 38. Dies vor allem wegen der volatilen Erzeugung aus erneuerbarer Energie wie Sonne und Wind.

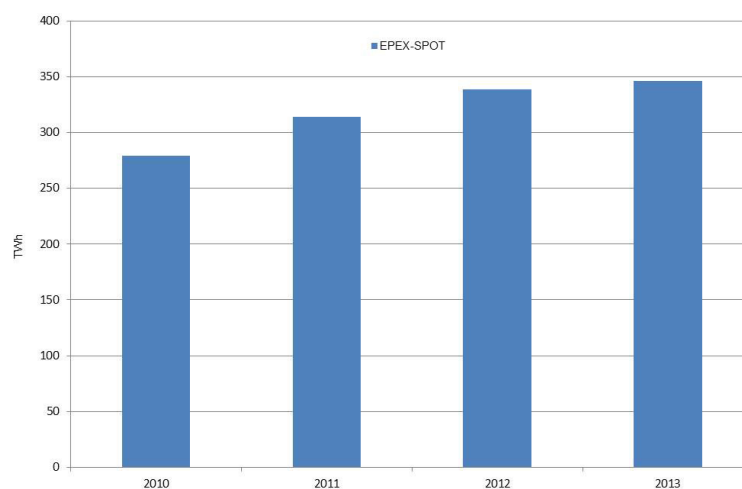


Abbildung 38: EPEX-SPOT 2010-2013

Quelle: EPEXSPOT European Power Exchange, 2014

5.2 Volatilität

Wie in der nachfolgenden Abbildung 39 ersichtlich, ist hier eine Woche mit den Day-Ahead Börsenpreisen dargestellt. Die Wochentage liegen in ihrer Struktur in der Zeit von 0 – 24 Uhr annähernd auf gleichem Preisniveau. Das Wochenende kann sich preismäßig nicht behaupten und gibt, entsprechend der schwachen Nachfrage nach Energie, nach. Der Sonntag selbst zeigt einen typischen Verlauf und wird mit dem vorhandenen Pumpspeicher nun genutzt, um günstige Energie einzukaufen.

Diese günstig zugekaufte Energie kann nun in der kommenden Woche einer weiteren energiewirtschaftlichen Verwertung zugeführt werden.

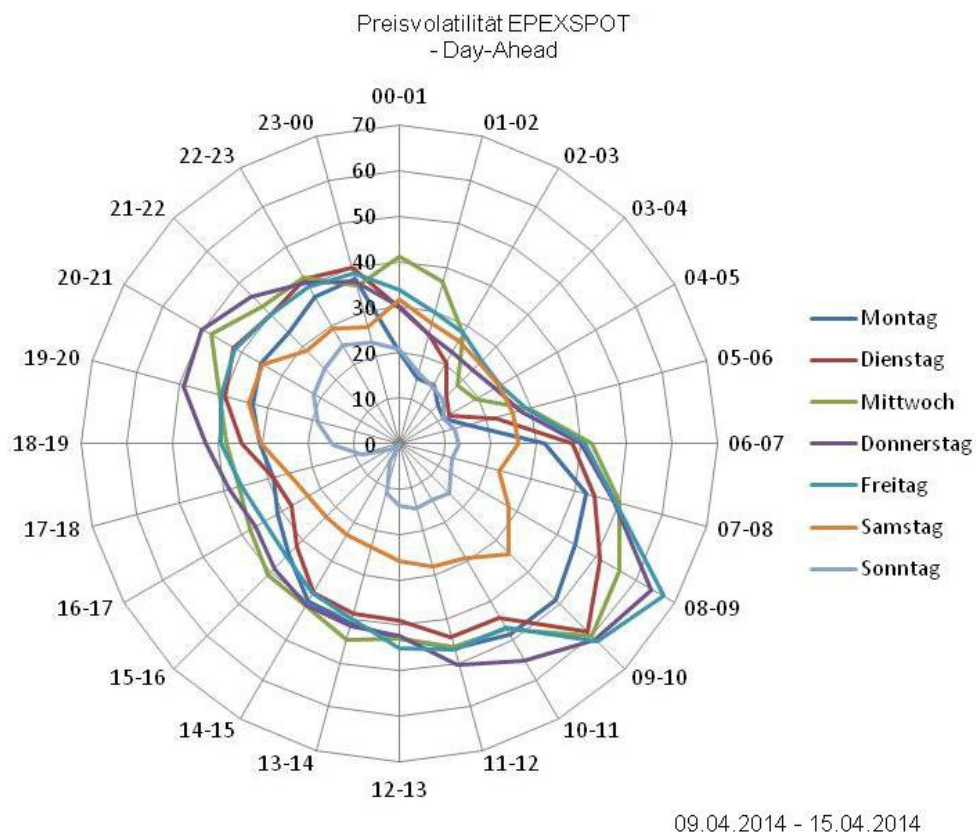


Abbildung 39: Börsenpreis Volatilität Day-Ahead

Quelle: EPEXSPOT European Power Exchange, 2014, eigene Darstellung

Als Vergleich für die Volatilität wird nun im Diagramm mit der Abbildung 40 dieselbe Woche dargestellt. Zum Unterschied von Abbildung 39 wurden hier die mengengewichteten Intraday-Preise von dieser Handelswoche aufgetragen.

Bereits an den einzelnen Wochentagen lassen sich leichte Streuungen erkennen. Diese Stundenpreise liegen nicht mehr so eng beisammen, wie noch aus dem Day-Ahead-Prozess ersichtlich.

Diese Tatsache lässt sich durchaus damit erklären, dass zwischen Prognose- und Istwerten bisweilen erhebliche Differenzen vorhanden sein können. Im Tageshandel wird versucht, diese Unterschiede durch entsprechend Handelsaktivitäten auf ein Minimum zu reduzieren, um keine Ausgleichsenergie zu erzeugen.

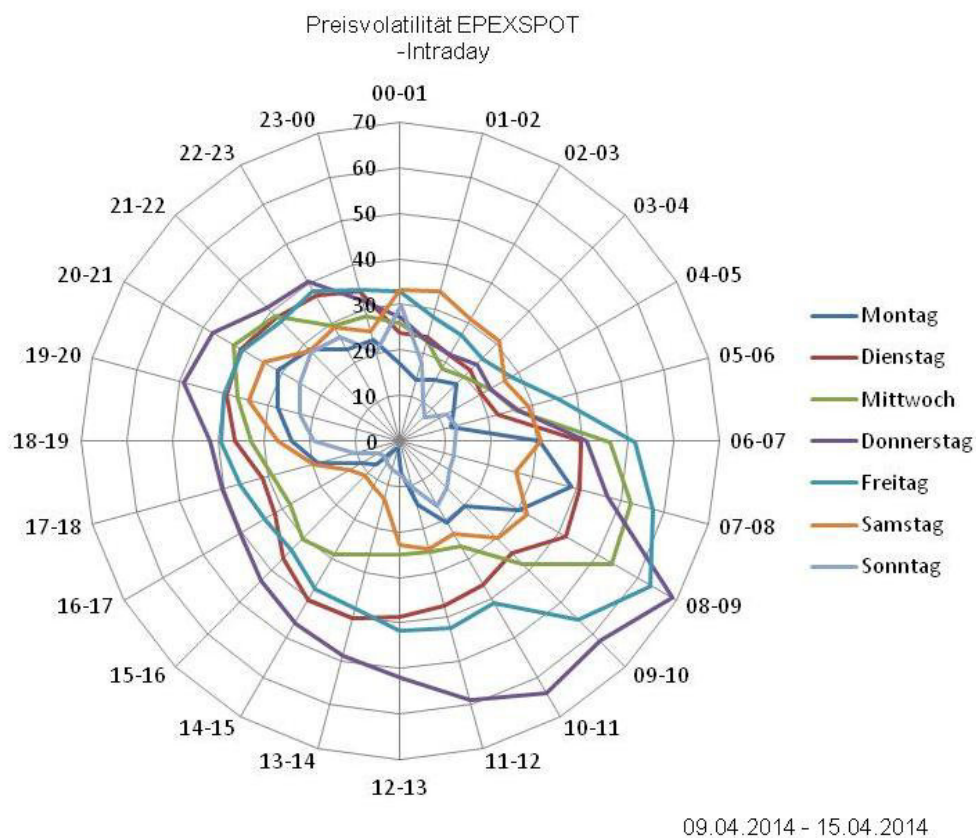


Abbildung 40: Börsenpreis Volatilität Intraday

Quelle: EPEXSPOT European Power Exchange, 2014, eigene Darstellung

Durch das differenzierte Angebot und wegen der entsprechenden Nachfrage im $\frac{1}{4}$ und ganzen Stundenhandel entsteht dann diese Struktur. Diese entstehende Differenz kann

nicht nur vom Händler oder Broker, sondern auch von Erzeugern für lukrative Arbitrage¹⁴ Geschäfte genutzt werden.

5.3 Transparenz

Durch den völlig anonymisierten elektronischen Handel an der Strombörse EEX sind umfangreiche Maßnahmen notwendig. Die EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT)¹⁵ stellt Regeln für Marktteilnehmer auf Energiegroßhandelsmärkten auf. Sie trat am 28. Dezember 2011 in Kraft und dient der Bekämpfung von Insiderhandel und Marktmanipulation. Zusätzlich wird eine europaweite Marktaufsicht installiert, die durch erweiterte nationale Untersuchungsbefugnisse ergänzt wird.¹⁶

Auf der EEX-Transparenzplattform¹⁷ werden an neutraler Stelle marktrelevante Erzeugungs- und Verbrauchsdaten veröffentlicht, um die Transparenz auf dem Großhandelsmarkt entsprechend zu erhöhen. Diese Plattform wurde von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die zur Veröffentlichung von Kraftwerks- und Verbraucherdaten gesetzlich verpflichtet sind, im Oktober 2009 errichtet.

Seit nunmehr Dezember 2010 beteiligt sich auch der österreichische Übertragungsnetzbetreiber als vollwertiges Mitglied und übermittelt seit 1. Juli 2011 Daten für die Regelzone APG. Den Regulierungsbehörden von Deutschland und Österreich obliegt die Prüfung, ob die Umsetzungen der Veröffentlichungspflichten korrekt eingehalten werden.

Auf dieser Plattform müssen nun ausgefallene Kraftwerke zeitnahe gemeldet werden, um allen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, die entsprechenden Schlüsse daraus zu ziehen. Somit ist auch gewährleistet, dass alle Teilnehmer den gleichen Informationsstand besitzen. Allerdings besteht auch die Möglichkeit einer kurzen Verzögerung der verpflichtenden Meldung. Alleine aus dieser Tatsache lässt sich ein Handelsvorteil generieren, denn die Börsenpreise reagieren entsprechend verzögert.

¹⁴ Bezeichnet das Ausnutzen von Preisunterschieden für die gleiche Ware.

¹⁵ Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency.

¹⁶ Vgl. E-CONTROL, 2014.

¹⁷ Vgl. EEX-Transparenzplattform, 2014.

Mitunter lassen sich die im Intraday-Handel entstandenen Börsenpreise nicht mit rationalen Argumenten erklären und sind insoweit intransparent, als diese auch mit dem Merit-Order Effekt alleine nicht vernünftig darstellbar sind.

5.4 Ausblick

Im zentralen europäischen Strommarkt haben sich die Spot- und Terminmärkte für Energie bereits etabliert. Auf diesen Märkten werden allerdings nur die Arbeitspreise für tatsächlich erzeugte oder in Zukunft zu erzeugende Energie auch entsprechend abgegolten. Diese Märkte werden auch Energy Only-Markets genannt. Hier erfolgt die Preisbildung auf der Basis von Angebot und Nachfrage nach dem Merit Order Prinzip.

Die variablen Kosten des zuletzt benötigten Kraftwerks bestimmen den Markträumpreis für alle Marktteilnehmer. Nach diesem Prinzip können allerdings nur jene Kraftwerke einen Deckungsbeitrag zu den Fixkosten liefern, deren variable Kosten geringer sind, als das bei dem zuletzt benötigten Kraftwerk der Fall ist.

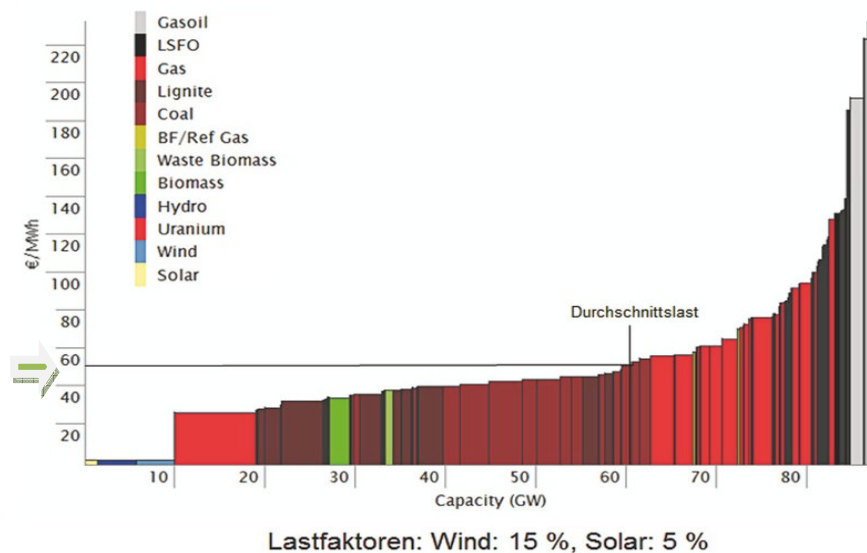


Abbildung 41: Merit Order Deutschland 2013

Quelle: EEX, VERBUND, Reuters, eigene Darstellung

Wie in der Abbildung 41 dargestellt, können nur jene Kraftwerke einen Beitrag leisten, solange diese unter der Durchschnittslast zu liegen kommen. Der Durchschnittspreis liegt

hier bei rund 55 €/Mwh. Die Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Erzeugung der erneuerbaren Energie zu einem relativ geringen Anteil stattfindet.

Auf Grund der gesetzlichen Änderungen, dass den erneuerbaren Energien Vorrang gegenüber den konventionellen Kraftwerken gegeben werden muss, wird sich in Zukunft ein wesentlich geringerer Marktpreis einstellen. Diese Veränderung des zukünftigen Marktpreises wird mit der Abbildung 42 zum Ausdruck gebracht.

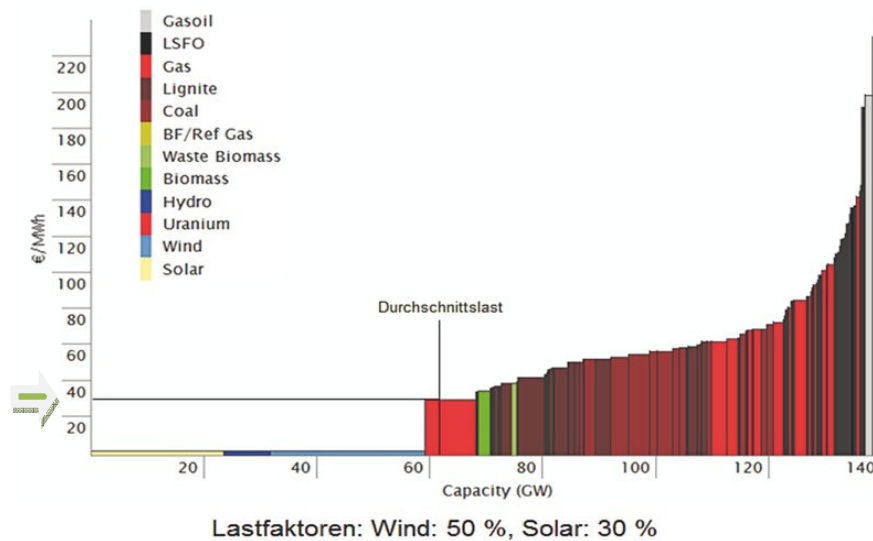


Abbildung 42: Merit Order Deutschland 2020

Quelle: EEX, VERBUND, Reuters, eigene Darstellung

Für den Ausgleich der schwankenden Prognosen und den volatilen Erzeugungseinheiten werden langfristig allerdings weitere flexible Kraftwerke benötigt. Angesichts des hohen Anteils an geförderten erneuerbaren Technologien stellt sich aber die Frage, ob unser Merit-Order Modell für diesen Bedarf überhaupt die entsprechenden Preissignale stellen kann. Vorerst wird in eine weitere Ertüchtigung von bereits bestehenden Anlagen zu investieren sein. Allerdings werden diese am weiter sinkenden Markt nicht konkurrenzfähige Produkte anbieten können.

Die Strombörsen alleine stellen kein adäquates Mittel dar, um die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsunternehmen zu gewährleisten. Die erzielbaren Energiepreise im Day-Ahead- und Intraday-Handel sind sicher nicht in der Lage, die finanzielle Basis auf lange Sicht abzusichern. Es müssen zwangsläufig weitere Mechanismen installiert werden, um die Fixkosten sicher abzugelten und damit Investitionen in ausreichendem Maße auch sicher zu stellen.

Trotz der beschleunigten Prozesse der Marktkonzentration gibt es bis heute keinen einheitlichen Strommarkt in Europa. Im Wettbewerb der Strombörsen¹⁸ konnte sich die EEX in Leipzig und Paris durchsetzen und wurde so zum liquidesten Markt in Zentraleuropa. Bis heute sind Deutschland und Österreich noch immer die einzigen Länder in der EU, wo ein gemeinsamer Strommarkt und Preis vorzufinden sind. Im Bereich der Stromproduktion muss eine weitere Harmonisierung der national sehr unterschiedlichen Abgabenbelastung für Erzeuger stattfinden.

Durch den raschen Anstieg der stark fluktuierenden Erzeugung aus regenerativen Energien steigen auch die Anforderungen an die Regelenergiemärkte. Um auch die zunehmenden Prognoseabweichungen entsprechend kostengünstig auf ein Minimum zu reduzieren, wird es notwendig sein, diese Märkte über die derzeit geltenden Regelzonen hinaus zu öffnen. Für diesen Markt wird in Zukunft eine verbesserte Technologie der Pumpspeicher eine tragende Rolle spielen.

¹⁸ Nord Pool (Skandinavien, Baltische Staaten), Belpex (Belgien), EXXA (Österreich) und andere.

6 Zusammenfassung

Vor Beginn der Liberalisierung waren die entsprechenden Gesellschaften in Österreich nur für die Deckung des Bedarfs von elektrischer Energie zuständig. Die entsprechenden Preise wurden nicht über Grenzkosten oder Absätze ermittelt, sondern durch eine Tarifkommission festgelegt.

Mit Beginn der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich auch hier entsprechende Börsen entwickelt und als bestimmendes Element Einzug in die Preisgestaltung von elektrischer Energie gehalten. Bis zu diesem Zeitpunkt konnte man von einer Planungssicherheit ausgehen, und entsprechend der steigenden Nachfrage wurde in die Errichtung von Neuanlagen investiert.

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird ein immer zentralerer Punkt bei der Energieversorgung. Mit Nachdruck werden in vielen europäischen Staaten diese massiv gefördert. Durch eine entsprechende Vermarktung an den Strombörsen geraten hier die erzielbaren Preise für Energie aus konventionellen Kraftwerken stark unter Druck. Eine Planungssicherheit, wie vorhin angesprochen, ist somit nicht mehr gegeben, und es wird zusehends schwieriger entsprechende Investitionen zu tätigen.

Eine Investition in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ist sehr kostenintensiv und entsprechend langfristig wird auch Kapital gebunden. Einer strategischen Fehlentscheidung kann durch keine operative Maßnahme mehr entgegengewirkt werden. Durch die gefallen Großhandelspreise werden allerdings derzeit auch keine weiteren Investitionssignale in diese Richtung gesetzt. Zusätzliche Kostenbelastungen¹⁹ können weitere Investitionen unrentabel machen.

Für die vorhandenen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ist derzeit der kurzfristige Handel an den entsprechenden Strombörsen für eine Erlösoptimierung von Vorteil. Die Integration der Strommärkte erfordert eine verstärkte Zusammenarbeit der Netzbetreiber (ENTSO-E²⁰/Continental Europe) und damit auch neue Marktkonzepte für den Intraday-Handel und den grenzüberschreitenden Handel mit Regelernergie. Für diesen Markt sind die vorhandenen Speicherkraftwerke mit den entsprechenden Produkten durchaus konkurrenzfähig zu den erneuerbaren Energien.

¹⁹ Vgl. SNE-VO2012.

²⁰ European Network of Transmission System Operator for Electricity.

Literaturverzeichnis

- Bartsch, M., Röhling, A., Salje, P., & Scholz, U. (2008). *Stromwirtschaft - Ein Praxishandbuch*. Köln: Hrsg. = Autoren.
- Becker, M. (2008). *Stromhandel an der Börse*. Saarbrücken: VDM Verlag Dr. Müller AG, Dudweiler Landstr. 125a.
- Becker, P. (2001). *Energiewirtschaft im Aufbruch, Analyse - Szenarien - Strategien*. Köln: Becker.
- BMWi-Fichtner. (2003). *Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Projekt Nr. 45/02.
- Bogatu, C. (2001). *Portfoliomanagement von Stromversorgungsverträgen - Vortragsunterlage*. Berlin: Technische Universität Berlin.
- Borchert, J., Schemm, R., & Swen, K. (2006). *Stromhandel*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel-Verlag.
- Erdmann, G. (2009). *Energieökonomie, Theorie und Anwendung*. Springer - Verlag.
- Fritsch, M., Wein, T., & Ewers, H.-J. (2007). *Marktversagen und Wirtschaftspolitik*. München: Vahlen Verlag.
- Giebel, C. (2010). *Perspektiven der stationären elektrischen Energiespeicherung für stark fluktuierende erneuerbare Energiequellen im Netzverbund*. München: GRIN Verlag.
- Hauser, E., & Frantzen, J. (2012). *Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis*. Bundesverband Solarwirtschaft.
- Kästner, T., & Kießling, A. (2009). *Energie in 60 Minuten*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Kathan, J., Esterl, T., Leimgruber, F., & Brunner, H. (2012). *Pumpspeicher Römerland*. AIT Austrian Institute of Technology: Forschungsbericht.
- Koch, M., & Baier, D. (2003). *Handel im liberalisierten Strommarkt*. Köln: Jahrbuch der FfH - Institut für Markt - und Wirtschaftsforschung.
- Konstantin, P. (2009). *Praxisbuch Energiewirtschaft, Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im lib. Markt*. Berlin, Heidelberg: Springer - Verlag.

N.Stelling, P. D. (2009). *Kostenmanagement und Controlling*. 81671 München, Rosenheimer Str. 145: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.

Nowotny, Parak, & Scheucher. (2004). *Handbuch der Österreichischen Energiewirtschaft*. Wien: Manz'sche Verlags- und Universitätsbuchhandlung.

Schanda, R. (1999). *EIWOG Elektrizitätswirtschafts- und -organisatinsgesetz Praxiskommentar*. Wien: Orac.

Schulz, G. (1996). *Preisbildung in der Energiewirtschaft*. Essen: Schriften zur Energiewirtschaftl. forschung und Praxis.

Sharma, S., & Kranner, K. (1/2 2013). Das europäische Strommarktdesign der Zukunft. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, S. 62-65.

Strauß, K. (2002). *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen*. Springer-Verlag.

Ströbele, W., Pfaffenberger, W., & Heuterkes, M. (2013). *Energiewirtschaft, Einführung in Theorie und Politik*. 81671 München, Rosenheimer Str. 145: Oldenburg Verlag München.

Wolke, T. (2007). *Risikomanagement*. München-Wien: R.Oldenbourg Verlag.

Internetquellen:

APCS Power Clearing & Settlement. (10. April 2014). Von <http://www.apcs.at/de> abgerufen

APG Austrian Power Grid. (4. April 2014). Von <http://apg.at/de/markt> abgerufen

AUSTRIA, S. (15. April 2014). *Statistik Austria*. Von <http://www.statistik.at> abgerufen

Bernhard, D. (2010). *Syntax für die Bewirtschaftung von Stromspeichern*. www.ffe.de/publikationen/fachartikel.

E-CONTROL. (10. April 2014). Von <http://www.e-control.at/de/statistik> abgerufen

EEX-Transparenzplattform. (4. April 2014). Von <http://transparency.eex.com/de/> abgerufen

Energie-Control. (15. April 2014). *Ausgleichsenergie*. Von <http://www.e-control.at> abgerufen

EPEX-SPOT. (10. April 2014). Von <http://www.epexspot.com/dib> abgerufen

EPEXSPOT European Power Exchange. (4. April 2014). Von <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/intraday-handel> abgerufen

Gloor, R. (16. April 2014). *Energie - Schweiz*. Von <http://www.energie.ch> abgerufen

Gloor, R. (16. April 2014). *Wasserturbinen*. Von <http://www.energie.ch/antriebstechnik> abgerufen

Maier, C. (04. 04 2014). *publik.tuwien.ac.at*. Von http://www.publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_217246.pdf abgerufen

ProCom. (15. April 2014). *Bestimmung von Wasserwerten in Hydrokraftwerken*. Von <http://www.procom.de> abgerufen

VERBUND . (6. April 2014). Von <http://www.verbund.com/pp/de/> abgerufen

VERBUND. (15. April 2014). *Das Pumpspeicherkraftwerk - der intelligente Stromspeicher*. Von <http://www.verbund.com> abgerufen

WindEnergie, B. (16. April 2014). *Erneuerbare-Energien-Gesetz*. Von <http://www.eeg-aktuell.de> abgerufen

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Krems an der Donau im Mai 2014

Ing. Martin Dana